



Determinação da Potência a Instalar num Parque Eólico com Limites de Injeção

Ivo Emanuel Morais Pombal

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Dr. Manuel António Matos

21 de Outubro de 2014

**MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES**

2013/2014

A Dissertação intitulada

“Determinação da Potência a Instalar num Parque Eólico com Limites de Injeção”

foi aprovada em provas realizadas em 06-10-2014

o júri



Presidente **Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira**
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto




Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge
Professor Auxiliar da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de
Coimbra



Professor Doutor Manuel António Cerqueira da Costa Matos
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Ivo Emanuel Morais Pombal

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

O desenvolvimento do mundo moderno tem-se baseado na extração e na queima de combustíveis fósseis, os quais deram origem a uma mudança climática na atmosfera do nosso planeta. Nas últimas décadas, foram-se acentuando as preocupações ambientais derivadas deste fator, o que levou a que fossem implementadas as normas adequadas pelos diversos Estados, e procuradas alternativas energéticas renováveis, de modo a combater as alterações no meio ambiente.

A energia eólica insere-se no lote de energias renováveis, pois permite extrair a energia contida no vento, sendo este um recurso que estará sempre disponível, independentemente da quantidade que se use. No ato de licenciamento de uma central eólica é-lhe reservada um limite de injeção de potência na rede elétrica. Porém, aquando da operação de um parque eólico, dada a variabilidade do vento, raras são as ocasiões ao longo do ano em que este se encontra a funcionar à potência instalada, tendo como resultado um subaproveitamento da capacidade de injeção do ponto de entrega da rede elétrica.

Surge portanto o conceito de sobreequipamento, que consiste no reforço da central eólica através da instalação de novos aerogeradores, com o propósito de melhor usufruir dos instantes em que a sua produção de energia se encontra abaixo da potência instalada, resultando num melhor aproveitamento do limite de injeção na rede.

Sendo assim, o objetivo da presente dissertação prende-se na formulação de uma metodologia que teste a viabilidade económica da instalação do sobreequipamento num parque eólico, maximizando assim a energia recebida no ponto de entrega da rede. A metodologia foi elaborada através de uma abordagem generalista, contudo, foi baseada no caso legislativo português.

Com isto, e através de um caso de estudo, pretende-se analisar os custos e proveitos associados ao parque, assim como a sua viabilidade económica por metodologias de matemática financeira, nomeadamente o VAL e o TIR. Para além do caso base foram ainda efetuados alguns testes de sensibilidade, com o propósito de observar a variação resultante nos valores finais.

Abstract

The modern world has been developed based on the extraction and burning of fossil fuels. However these kind of supplies have had a strong impact in the climate change of our planet's atmosphere. In recent decades, environmental concerns emerged from this factor, which led to the implantation of new standards by several states, and the urge to find renewable energy alternatives, to attenuate this climate change.

Wind power is part of the renewable energy group as it provides the extraction of the energy contained in the wind, a resource that will always be present, regardless of the amount used. A limit of power injection into the grid is reserved to the wind farm upon licensing. However, during the operation of the wind farm, given the variability of the wind, there are rare occasions throughout the year when it is operating at installed capacity, resulting in an underutilization of the injection capacity of the wind plant.

Hence the concept of equipping the wind farm over its injection limit arises which strengthens the wind farm with the installation of new wind turbines in order to take benefit of the moments where the farm's energy production is below the installed capacity, resulting in a better utilization of the power grid injection limit.

Thus, the goal of this dissertation concerns the formulation of a methodology that tests the economic feasibility of installing more capacity power in a wind farm, than the power injection limit on the delivery point, maximizing the energy received at the grid.

Through a case study, it is intended to analyze the costs and income associated with the wind farm as well as its economic viability by the application of financial mathematics methodologies including the NPV and the IRR. The methodology was developed through a generalist approach yet following on the portuguese legal case.

Agradecimentos

Agora que, finalmente, me encontro na recta final do curso que escolhi para o meu futuro, chega a altura de agradecer a todos aqueles que direta e indiretamente influenciaram o meu percurso. Ao longo da minha trajetória académica, e no decorrer da dissertação, foram várias as pessoas e instituições que me ensinaram, apoiaram, ajudaram, e em relação aos quais me sinto eternamente grato.

Quero, pois, deixar aqui expresso o meu profundo agradecimento ao Prof. Dr. Manuel Matos pela sua disponibilidade, clareza e sabedoria, assim como ao Eng. Dr. Ricardo Bessa, pelos dados fornecidos necessários à execução da dissertação, e eficácia na apresentação dos mesmos. Aos meus amigos e colegas, companheiros de viagem nos dias e noites intermináveis de pesquisa e trabalho, quais guerreiros incansáveis em todas as frentes. À FEUP, qual palácio da ciência.

À minha doce Raquel por todo o seu amor e conselhos disciplinadores. Ao meu irmão Tomé pela sua capacidade de me fazer esquecer o trabalho. Aos meus pais, Mena e Nelo, pelo apoio incondicional, amor, carinho, experiências vividas e capacidade anímica que me ajudaram a aligeirar o caminho que, por vezes, se mostrava tão espinhoso e difícil. Por fim, aos meus avós, que influenciaram o meu crescimento e a minha vida com toda a sua dedicação, amor e carinho. Sei que gostavam de estar cá neste momento.

Ivo Pombal

*“I can’t change the direction of the wind,
but i can adjust my sails to always reach my destination”*

Jimmy Dean

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contexto da Dissertação	1
1.2	Motivação e Objetivos da Dissertação	2
1.3	Estrutura da Dissertação	3
2	A Energia Eólica	5
2.1	Recurso Eólico	5
2.1.1	Proveniência do Vento	5
2.1.2	Variabilidade do Vento	8
2.1.3	Potencial Eólico	10
2.2	Turbina Eólica	12
2.2.1	Funcionamento base	13
2.2.2	Curva de Potência	14
2.2.3	Aerodinâmica	16
2.2.4	Controlo de Potência	17
3	Panorama em Portugal e no Mundo	21
3.1	Enquadramento no Mundo	21
3.2	Enquadramento em Portugal	24
3.2.1	Perspectiva Quantitativa	25
3.2.2	Perspectiva Legislativa	28
4	Projeto de um Parque Eólico	35
4.1	Estudo do Local de Implantação do Parque	36
4.1.1	Regime de Ventos Local	36
4.1.2	Características do local	36
4.1.3	Consideração do Efeito de Esteira	37
4.2	Principais Impactos na Rede de Distribuição	39
4.3	Análise Económico-Financeira	39
4.3.1	Custos de Investimento	40
4.3.2	Custos de Operação e Manutenção	42
4.3.3	Remuneração Aplicável a Centrais Eólicas	44
4.3.4	Modelos de Avaliação Económica	46
5	Procedimento	49
5.1	Apresentação de Dados	49
5.1.1	Dados do Recurso Eólico	49
5.1.2	Modelo da Turbina Eólica	51

5.2	Energia Produzida no Parque Eólico	51
5.3	Tratamento de Dados Respetivos à Energia Produzida	53
5.4	Cálculo da Remuneração em Regime VRD_m	55
5.5	Decisão Económica	57
5.6	Reformulação da Remuneração Aplicável a Centrais Eólicas	59
5.6.1	Relação com ECR_m	59
5.6.2	Relação com $ECR_{pc,m}$ e $ECR_{v,m}$	60
6	Testes e Resultados	63
6.1	Considerações Iniciais	63
6.2	Potencial Eólico Zonal	64
6.3	Caso de Estudo do Site 1	65
6.3.1	Avaliação Energética	65
6.3.2	Avaliação Económica Mensal	68
6.3.3	Avaliação Económica Anual	74
6.3.4	Aplicação da Matemática Financeira	77
6.4	Estudos de Sensibilidade do Site 1	80
6.4.1	Fornecimento de Energia sem Limites de Injeção	80
6.4.2	Fornecimento de Energia sem Limites de Remuneração em Regime VRD_m	81
6.4.3	Variação nos Dados de Vento	82
6.4.4	Variação no Custo de Investimento	83
7	Conclusões	85
7.1	Conclusões Finais	85
7.2	Desenvolvimentos Futuros	87
	Referências	89

Lista de Figuras

2.1	Mapa da direção predominante dos ventos globais	6
2.2	Movimentação de massas de ar em zonas costeiras	7
2.3	Movimentação de massas de ar em zonas montanhosas	7
2.4	Variabilidade do vento com a altitude	8
2.5	Efeitos provocados no vento por um obstáculo	9
2.6	Comparação do tamanho e da capacidade de sete modelos de turbinas eólicas . .	12
2.7	Identificação dos componentes base de uma turbina eólica de eixo horizontal . .	13
2.8	Curva de potência padrão de uma turbina eólica com controlo de potência (alterada da fonte)	14
2.9	Força de sustentação e força de arrasto na pá de uma turbina eólica	17
3.1	As cinco maiores potências mundiais no sector energético	22
3.2	Estimação da distribuição da produção global de energia elétrica por tipo de fonte no fim do ano 2013	23
3.3	As dez maiores potências mundiais no sector eólico e os dez países que mais investiram nesta tecnologia em 2013, respectivamente	24
3.4	Evolução da capacidade instalada em Portugal	25
3.5	Repartição da produção em Portugal no ano de 2013	26
3.6	Evolução da capacidade instalada de energia eólica em Portugal	27
3.7	Capacidade instalada de energia eólica por distrito e enumeração dos parques eólicos instalados no fim de 2013, respectivamente	28
4.1	Ligação elétrica de um parque eólico	35
4.2	Efeito de esteira provocado por uma turbina eólica	37
4.3	Esquema da disposição dos aerogeradores num parque eólico, por forma a minimizar as perdas por efeito de esteira	38
4.4	Os custos e os benefícios de um projeto de energia eólica	40
4.5	Divisão percentual do investimento inicial de um projeto eólico	41
4.6	Custos iniciais de investimento para uma amostra de parques eólicos instalados nos EUA em 2012	41
4.7	Custos iniciais de investimento para uma amostra de países no ano de 2006 . . .	42
4.8	Custo anual da operação e manutenção de vários parques eólicos	43
5.1	Variação do vento nos sete locais de Rhode Island, no dia 1 de Janeiro de 2004 .	50
5.2	Curva de duração anual da velocidade do vento, nos sete locais de Rhode Island, em 2004	50
5.3	Curva de potência normalizada da turbina eólica a utilizar	51
5.4	Esquema para obtenção da energia produzida no parque eólico	52
5.5	Esquema para o tratamento de dados respetivos à energia produzida	54

5.6	Variação do preço mensal médio do mercado diário de energia em Portugal, entre 2009 e 2011	55
5.7	Esquema para o cálculo da remuneração em regime VRD_m	56
5.8	Variação do índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, entre 2000 e 2010	57
5.9	Esquema para o cálculo do VAL e do TIR	58
6.1	Energia possível de produzir nos sete locais de Rhode Island, entre 2004 e 2006 . .	64
6.2	Curva de potência do Site 1 no ano de 2004, por potência instalada no parque eólico	66
6.3	Curva de duração da produção anual de potência do Site 1 no ano de 2004, por potência instalada no parque eólico	67
6.4	Energia total produzida mensalmente, ECR_m , no Site 1, no ano de 2004	69
6.5	Energia total produzida mensalmente em horas cheias e de ponta, $ECR_{pc,m}$, no Site 1, no ano de 2004	69
6.6	Energia total produzida mensalmente em horas do vazio, ECR_v,m , no Site 1, no ano de 2004	70
6.7	Coefficiente de modulação mensal, $KMHO_m$, no Site 1, no ano de 2004	70
6.8	Parcela fixa mensal, $PF(VRD)_m$, no Site 1, no ano de 2004	71
6.9	Parcela variável mensal, $PV(VRD)_m$, no Site 1, no ano de 2004	71
6.10	Parcela ambiental mensal, $PA(VRD)_m$, no Site 1, no ano de 2004	72
6.11	Remuneração mensal em regime VRD_m , sem modulação de $KMHO_m$, no Site 1, no ano de 2004	72
6.12	Renda mensal a pagar ao município em regime VRD_m , sem modulação de $KMHO_m$, no Site 1, no ano de 2004	73
6.13	Remuneração mensal em regime VRD_m e de mercado, no Site 1, no ano de 2016, para 20, 22 e 24 MW respetivamente	74
6.14	Remuneração anual em regime VRD_m , sem modulação de $KMHO_m$, no Site 1, entre 2004 e 2018	75
6.15	Renda anual a pagar ao município em regime VRD_m , sem modulação de $KMHO_m$, no Site 1, entre 2004 e 2018	75
6.16	Remuneração anual em regime de mercado, no Site 1, entre 2004 e 2018	76
6.17	Renda anual a pagar ao município em regime de mercado, no Site 1, entre 2004 e 2018	76
6.18	Remuneração anual total, no Site 1, entre 2004 e 2018	77
6.19	Renda anual total a pagar ao município, no Site 1, entre 2004 e 2018	77
6.20	Custo de Operação e Manutenção do Site 1, entre 2004 e 2018	78
6.21	Fluxos de caixa do Site 1, entre 2004 e 2018	79

Lista de Tabelas

2.1	Direção predominante dos ventos globais	6
2.2	Valores da rugosidade, z_0 , para vários tipos de terreno	9
5.1	Mudanças de hora legal em Portugal Continental	55
6.1	Diferentes combinações de potência instalada a considerar no parque eólico . . .	64
6.2	Produção anual de energia elétrica de uma turbina eólica de 2 MW no Site 1 . . .	65
6.3	Produção anual de energia elétrica nos diferentes casos de estudo do Site 1, sem limites de injeção na rede	66
6.4	Produção anual de energia elétrica nos diferentes casos de estudo do Site 1, com limites de injeção na rede	67
6.5	Desperdício anual de energia elétrica nos casos de sobreequipamento do Site 1, com limites de injeção na rede	68
6.6	Fator de carga nos diferentes casos de estudo do Site 1, com limites de injeção na rede	68
6.7	Custo de Investimento do Site 1	78
6.8	Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1	79
6.9	Valor Atual Líquido, VAL, do sobreequipamento no Site 1	80
6.10	Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1, sem limites de injeção	81
6.11	Valor Atual Líquido, VAL, do sobreequipamento no Site 1, sem limites de injeção	81
6.12	Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1, sem limites de remuneração em regime VRD_m	82
6.13	Taxa Interna de Rentabilidade, TIR, do sobreequipamento no Site 1, sem limites de remuneração em regime VRD_m	82
6.14	Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1, com uma redução dos dados de vento em 20%	82
6.15	Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1, com um aumento dos dados de vento em 20%	83
6.16	Valor Atual Líquido, VAL, do sobreequipamento no Site 1, com um aumento dos dados de vento em 20%	83
6.17	Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1, com custo de investimento praticado nos EUA no ano 2012	84
6.18	Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1, com custo de investimento praticado na Dinamarca no ano 2006	84

Abreviaturas

CE	Comissão Europeia
CIA	Central Intelligence Agency
CO_2e	Dióxido de Carbono Equivalente
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUA	Estados Unidos da América
EWEA	European Wind Energy Organization
GEWC	Global Energy Wind Council
N	Norte
NE	Nordeste
NO	Noroeste
ObsER	Observatório das Energias Renováveis
ONU	Organização das Nações Unidas
PRI	Período para Recuperação de Investimento
PTC	Production Tax Rules
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
S	Sul
SE	Sudeste
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SENV	Sistema Elétrico Não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico de Abastecimento Público
SO	Sudoeste
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UE	União Europeia
UTC	Coordinated Universal Time
VAL	Valor Atual Líquido

Símbolos

α	Ângulo de ataque das pás ao vento
α'	Factor exponencial do método <i>Power Law</i>
a, b	Constantes associadas a uma equação linear
A	Área frontal da massa de ar
A'	Área de varrimento da turbina
A_1, A_2, A_3, A_4	Variáveis associadas à área frontal da massa de ar em diferentes instantes
C_p	Coefficiente de desempenho de uma turbina eólica
CCR_{ref}	Montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência
$COEF_{pot,m}$	Coefficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, no mês m , para a garantia de potência proporcionada pela rede pública
D_T	Diâmetro do rotor de uma turbina eólica
E_c	Energia cinética
E_{ch}	Energia mensal fornecida pelo produtor nos períodos de horas cheias
E_p	Energia mensal fornecida pelo produtor nos períodos de horas de ponta
$ECE(U)_{ref}$	Valor unitário de referência, correspondente às emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável
ECR_m	Elettricidade produzida pela central renovável no mês m
$ECR_{pc,m}$	Elettricidade produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta do mês m
$ECR_{v,m}$	Elettricidade produzida pela central renovável nas horas de vazio do mês m
FC_t	Fluxo de caixa no instante t
h_s	Altura do edifício
$HD_{n'}$	Distorção harmónica causada pelo harmónico n'
i	Taxa de atualização
IPC_{m-1}	Índice de preços do consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês $m - 1$
IPC_{ref}	Índice de preços do consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável
k	Fator de proporcionalidade velocidade-potência
k'	Constante de von Karman
$KMHO_m$	Coefficiente de modulação em função do posto horário em que a eletricidade tenha sido fornecida
$KMHO_{pc}$	Fator que representa a modulação correspondente a horas cheias e de ponta
$KMHO_v$	Fator que representa a modulação correspondente a horas de vazio
LEV	Representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável
m	Massa de ar

n	Número de anos de duração de um investimento
n'	Número do harmónico
NDM_m	Número de dias do mês
ρ	Massa volúmica do ar
p'	Mínimo de dois valores de potência
P_e	Potência eléctrica retirada do vento através de uma turbina eólica
P_{ideal}	Potência mecânica retirada do vento através de uma turbina ideal
P_m	Potência mecânica efetivamente retirada do vento
P_n	Potência nominal da turbina eólica
P_t	Potência possível de extrair do vento através de uma turbina eólica
$P_{t,1}$	Potência possível de extrair do vento à entrada da turbina eólica
$P_{t,4}$	Potência do vento após transpor a turbina eólica
P_v	Potência disponível no vento
$PA(VRD_m)$	Parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m
$PF(U)_{ref}$	Valor unitário de referência, correspondente à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção, cuja construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção
$PF(VRD_m)$	Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m
POT_{dec}	Potência média mensal
$POT_{med,m}$	Potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública, no mês m
PRI	Período para Recuperação de Investimento
$PV(U)_{ref}$	Valor unitário de referência, respetivos aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção, cuja construção é evitada pela central renovável
$PV(VRD_m)$	Parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m
r	Raio da turbina eólica
T	Tempo de ocorrência de harmónicos
T_{ch}	Duração mensal dos períodos tarifários de horas de cheia
T_p	Duração mensal dos períodos tarifários de horas de ponta
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
TP	Taxa mensal de potência da tarifa do nível de tensão imediatamente superior ao da interligação
v	Velocidade do vento
v^*	Velocidade de atrito
v_1, v_2, v_3, v_4	Variáveis associadas à velocidade da massa de ar em diferentes instantes
v_{ci}	Velocidade <i>cut-in</i> da turbina eólica
v_{co}	Velocidade <i>cut-out</i> da turbina eólica
v_f	Valor da tensão nominal
v_n	Velocidade nominal da turbina eólica
$v_{n'}$	Valor de tensão do harmónico n'
VAL	Valor Atual Líquido
VRD_m	Remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m
x	Espessura da massa de ar
z	Altitude do vento em relação ao solo
Z	Coefficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada

z_0	Rugosidade do terreno
z_r	Altitude de referência

Capítulo 1

Introdução

O presente documento visa apresentar o trabalho efetuado no âmbito da dissertação de fim de curso, do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, cujo tema tem como título *Determinação da Potência a Instalar num Parque Eólico com Limites de Injeção*.

O capítulo introdutório pretende dar a conhecer a área em que a dissertação se insere, exposto na Secção 1.1, sua motivação e objetivos, exposto na Secção 1.2, e por fim, a estrutura do presente documento, exposto na Secção 1.3.

1.1 Contexto da Dissertação

O desenvolvimento do mundo contemporâneo provocou uma mudança climática na Terra que, caso não sejam tomadas medidas corretas, pode tomar proporções devastadoras. Devido à atividade humana ao longo do tempo, com mais relevância no novo mundo industrial, os gases com efeito de estufa têm vindo a aumentar, originando uma elevação na temperatura média do globo terrestre. É portanto necessária ação humana, de modo a ver este fenómeno atenuado, reduzindo o choque provocado no meio ambiente, na economia, na saúde e na vida quotidiana do ser humano [1, 2].

O sector energético é um dos principais responsáveis pela criação e aumento dos gases com efeito de estufa, visto que a produção de energia elétrica nos últimos anos resulta, sobretudo, da queima de combustíveis fósseis. É ainda de relevar que, devido à constante utilização deste tipo de energia não renovável, as reservas de combustíveis fósseis são cada vez menores, vindo o seu custo de produção aumentar, resultando num aumento direto do custo da eletricidade. Tal facto, aliado às preocupações anteriormente mencionadas, promovem e apelam à criação de alternativas energéticas, de recurso gratuito e inesgotável, introduzindo assim o conceito de energia renovável, gerada através de meios abundantes na Terra [3].

A energia eólica encontra-se no lote de energias alternativas renováveis, e tem como objetivo a produção de energia elétrica através da extração da energia contida no vento, uma fonte de energia que estará sempre disponível no futuro, independentemente da quantidade que se use. É uma

forma de energia limpa que não produz gases com efeito de estufa, ou qualquer outro tipo de poluente, e permite ainda reduzir entre 0,8 a 0,9 t de emissões de gases com efeito de estufa, por MWh, que seriam emitidas no funcionamento das centrais elétricas térmicas.

Como tal, a energia eólica tem e terá um contributo fulcral para atingir os compromissos internacionais de preservação do meio ambiente, de onde também podem ser extraídos benefícios económicos através da prevenção de custos ambientais e de saúde pública. Este tipo de energia alivia ainda a dependência e fatura energética do país, reduzindo a necessidade de importação de combustível fóssil. Apesar das vantagens mencionadas, o maior desafio na aplicação deste recurso reside na sua variabilidade, visto que a natureza não reage consoante as necessidades energéticas requeridas [4].

No ato de licenciamento de um parque eólico, é-lhe reservada uma dada capacidade de injeção de potência na rede elétrica de serviço público (RESP). Ao contrário das centrais convencionais, em que se produz a energia requerida, dada a instabilidade do vento, raras são as ocasiões ao longo do ano, em que os centros eólicos se encontram a funcionar à sua potência instalada. Tal acontecimento tem como resultado um subaproveitamento da capacidade de injeção reservada, originando assim o conceito de sobreequipamento, que consiste no reforço de um parque eólico através da implementação de novos aerogeradores, com o propósito de melhor usufruir dos instantes em que a produção de energia se encontra abaixo da sua capacidade de injeção.

1.2 Motivação e Objetivos da Dissertação

Portugal é um país pobre no que toca à disponibilidade de combustíveis fósseis para produção de energia em centrais convencionais, porém, o país tem um enorme potencial, que deve ser explorado, no que respeita à disponibilidade de meios para produção de energia em centrais de energia renovável. O país encontra-se numa posição privilegiada em relação às energias renováveis, sendo pioneiro na diminuição da dependência energética baseada em combustíveis fósseis, colocando-se na vanguarda da procura de um desenvolvimento sustentável, baseado em energias limpas e infindáveis.

Consciente das suas potencialidades no sector renovável, em 31 de Maio de 2002, com a ratificação do Protocolo de Quioto, o país definiu uma meta ambiciosa no que respeita à preservação do meio ambiente, propondo-se a dispor 39% de energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis, no ano de 2010. Tem-se assistido desde então, a um crescimento acentuado do sector renovável em Portugal, sendo o sector eólico o sector em que mais se tem investido, na criação de infraestruturas de aproveitamento da energia contida no vento [5, 6].

Mais recentemente, no início da presente década, a Comissão Europeia (CE) lançou uma nova estratégia económica com o propósito de garantir a saída da crise económico-financeira que abalava a Europa. A estratégia tem como nome *Europa 2020* e identifica três vertentes essenciais de desenvolvimento, direcionadas para o crescimento inteligente, para o crescimento sustentável e para o crescimento inclusivo, que deverão orientar certas ações tanto a nível da União Europeia (UE) como a nível nacional [7].

Uma das estratégias de apoio a estas vertentes prende-se no cumprimento dos objetivos do pacote clima/energia, conhecidos como os objetivos 20-20-20, em que a UE propõe uma redução de 20% de emissão de gases com efeito de estufa para o ano de referência de 1990, um aumento de 20% de energia consumida de origem renovável, e ainda uma melhoria global de 20% na eficiência dos sistemas de energia elétrica. Com isto, os promotores de energia têm o desafio de maximizar a energia anualmente produzida, seja pela melhoria da tecnologia das suas infraestruturas de produção ou pela melhor gestão dos seus recursos [8].

No caso da energia eólica, o combustível de produção, o vento, não pode ser gerido, no entanto, o sobreequipamento de um parque eólico permite um melhor aproveitamento da capacidade de injeção de potência na rede pública. O sobreequipamento permite elevar a potência de funcionamento de um parque eólico, aumentando assim a energia entregue à rede em períodos de ventos baixos ou médios, contudo, em períodos de ventos elevados, parte da potência instalada não será utilizada, devido à limitação de injeção de potência na rede imposta aquando do licenciamento. Assim sendo, facilmente se percebe a importância da realização de estudos de avaliação económica, de modo a verificar até que ponto o sobreequipamento é exequível e economicamente viável.

A presente dissertação tem como principal objetivo o desenvolvimento de uma metodologia multicritério de ajuda à decisão, que maximize a energia recebida no ponto de entrega. Como tal, torna-se necessário recorrer a estudos de sobreequipamento, admitindo que os parques eólicos em análise, só se encontram limitados pela capacidade de injeção de potência na rede nacional de energia. Embora a abordagem seja generalista, foi utilizado o caso português como referência, o que significa que a execução da metodologia tem como base os diplomas legislativos nacionais que se encontravam em vigor no momento da realização do trabalho.

Na avaliação dos resultados obtidos o factor económico tem uma contribuição decisiva. Tendo em conta os vários parâmetros associados a custos e proveitos na instalação e operação de um parque eólico, tais como o investimento necessário para a sua implantação ou a tarifa subsidiada entregue ao produtor pela energia recebida no ponto de entrega, será analisada a viabilidade económica a longo prazo dos projetos em estudo.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 7 capítulos. O Capítulo 1, que se dá nesta secção por concluído, pretende fazer um enquadramento geral das energias renováveis no contexto mundial e português, assim como dar a conhecer os conceitos teóricos básicos relacionados com os objetivos do trabalho a apresentar.

O Capítulo 2 aborda a temática da energia eólica, através do estudo do recurso eólico e dos mecanismos necessários à extração da energia em si contida. Foi criado com intuito de perceber o comportamento do vento no espaço e no tempo, e o modo de operação mecânico e elétrico de uma turbina eólica.

O Capítulo 3 expõe o panorama energético em Portugal e no mundo. Pretende dar a conhecer o setor eólico português e mundial da perspectiva quantitativa, assim como dar a conhecer um histórico dos diplomas legislativos praticados em Portugal nesta matéria.

O Capítulo 4 mostra aspetos relacionados com o projeto de um parque eólico. Tem o objetivo de revelar as condições necessárias à implantação de uma central num certo local, os principais impactos na rede elétrica a que se encontra ligada, e as considerações monetárias necessárias à realização de uma análise económico-financeira.

O Capítulo 5 aborda a metodologia construída ao longo da presente dissertação. É iniciado com uma apresentação dos dados do recurso eólico e do modelo da turbina a utilizar, seguida por uma exposição da metodologia de avaliação económica implementada no *Matlab*. Neste capítulo são ainda apresentadas 4 simplificações da expressão de cálculo da tarifa a receber pelo produtor.

O Capítulo 6 explicita os resultados obtidos na aplicação da metodologia desenvolvida. Numa primeira abordagem será mostrado o potencial eólico dos diferentes locais, para posterior estudo individual de um dos casos. Para além do estudo em condições iniciais foram ainda realizados estudos de sensibilidade, de modo a testar um conjunto de hipóteses possíveis. Mais concretamente, neste capítulo encontram-se expostos os resultados da remuneração e dos custos contraídos pelo parque, assim como a análise à sua viabilidade económica.

Por último, o Capítulo 7 apresenta as conclusões possíveis de tirar com a execução da presente dissertação, assim como algumas sugestões sobre trabalhos futuros que poderão vir a ser alvo de estudo.

Capítulo 2

A Energia Eólica

O vento é um fenómeno atmosférico que na sua interpretação mais simples pode ser definido pela deslocação de uma parcela de ar a uma dada velocidade. Com o decorrer do tempo, devido aos avanços tecnológicos e às metodologias desenvolvidas, o ser humano tornou-se capaz de aproveitar cada vez melhor a energia que este fenómeno lhe proporciona. Neste contexto, dada a variabilidade do vento no tempo e no espaço, torna-se relevante a necessidade de compreender o recurso eólico, assim como ter o conhecimento base sobre o recurso tecnológico a aplicar.

2.1 Recurso Eólico

O sol é a fonte de energia mais rica do sistema solar e todos os tipos de energias renováveis, à exceção da energia das marés e da energia geotérmica, são influenciadas pelas radiações que este emana. Cerca de 1 a 2% da energia proveniente do sol é convertida em energia eólica, pelo que a presente secção tem como alvo expor como tal fenómeno se processa.

2.1.1 Proveniência do Vento

As radiações solares são os maiores responsáveis pela deslocação de ar. Estas afetam o globo maioritariamente nas regiões equatoriais, com 0° latitude, provocando um aquecimento desigual da superfície terrestre, que por sua vez gera continuamente diferenças de pressão zonais. Na zona do equador, o ar aquece e vê o seu peso diminuir, levando-o a ascender na atmosfera e a formar uma zona de baixa pressão junto ao solo. Por outro lado, nos polos geográficos, o ar é frio e pesado, o que provoca uma descida do ar, originando uma zona de alta pressão. As diferentes pressões zonais têm como consequência o movimento do ar, ou vento, deslocando-o de zonas de alta pressão para zonas de baixa pressão, sendo o seu movimento predominantemente horizontal [9].

Se o globo tivesse livre de ação rotacional, o vento oriundo do equador alcançava os polos, descia na atmosfera em direção ao globo, e regressava ao equador, porém, tal não se verifica. Devido a este movimento surge a força de Coriolis, que é descrita como a força que causa uma alteração na direção de qualquer partícula inerte no hemisfério norte e sul, para a direita e para

a esquerda respectivamente. Como se pode observar na Figura 2.1, esta força evita que o vento vá para além de zonas acima de 30° latitude em ambos os hemisférios, pois a partir desta latitude existe uma área de alta pressão que refresca o ar e provoca a sua deslocação descendente. Apesar dos ventos equatoriais nunca atingirem os polos, a baixa pressão verificada no equador encontra-se sempre pronta a receber ventos provenientes dos polos [10].

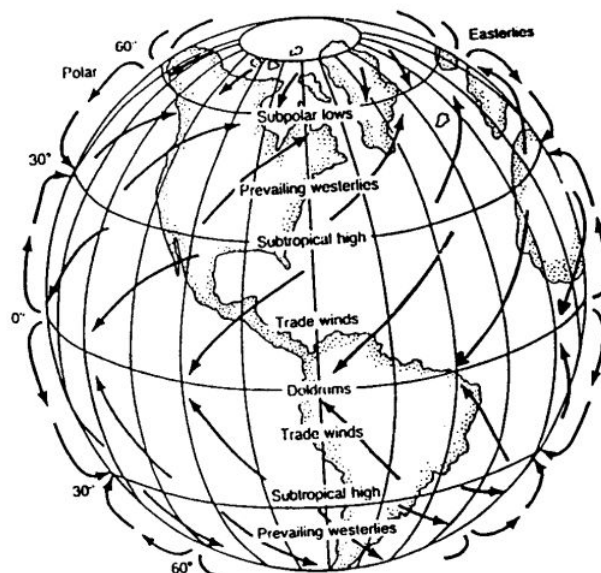


Figura 2.1: Mapa da direção predominante dos ventos globais [11]

A Tabela 2.1 mostra a direção predominante dos ventos globais, resultado dos fenómenos abordados anteriormente. A direção predominante dos ventos merece destaque devido à sua importância quando se situam aerogeradores no terreno, sendo de interesse a sua colocação em áreas onde estes ventos não sejam alvo de bloqueios.

Tabela 2.1: Direção predominante dos ventos globais [12]

Latitude	90-60° N	60-30° N	30-0° N	0-30° S	30-60° S	60-90° S
Direção	NE	SO	NE	SE	NO	SE

A direção predominante dos ventos diz apenas respeito a deslocações de ar globais, que se dão a altitudes até 10 km, ainda dentro da troposfera. No entanto, perto da superfície terrestre os fluxos de ar são retardados, uma vez que o solo oferece oposição dada as constantes variações do seu perfil. Em zonas costeiras surgem brisas marítimas e brisas terrestres, sendo que em zonas montanhosas se verificam brisas de vale e brisas de montanha, brisas essas que modificam o movimento padrão dos ventos.

A superfície terrestre tem uma maior capacidade de absorção das radiações solares em comparação com a superfície marítima. Como consequência, nas zonas terrestres o ar aquece e sobe, baixando a pressão e atraindo o ar fresco do mar, originando assim brisas marítimas. Ao modo

que a noite cai existe um período neutro onde o gradiente de temperatura entre a terra e o mar é nulo. Contudo, durante a noite o processo é invertido, pois a superfície terrestre arrefece mais rapidamente do que o mar, resultando em brisas terrestres. Normalmente as brisas terrestres têm velocidades reduzidas de vento, dado o baixo gradiente de temperatura entre a terra e o mar [13]. Na Figura 2.2 podem-se observar as movimentações diurnas e noturnas das massas de ar em zonas costeiras.

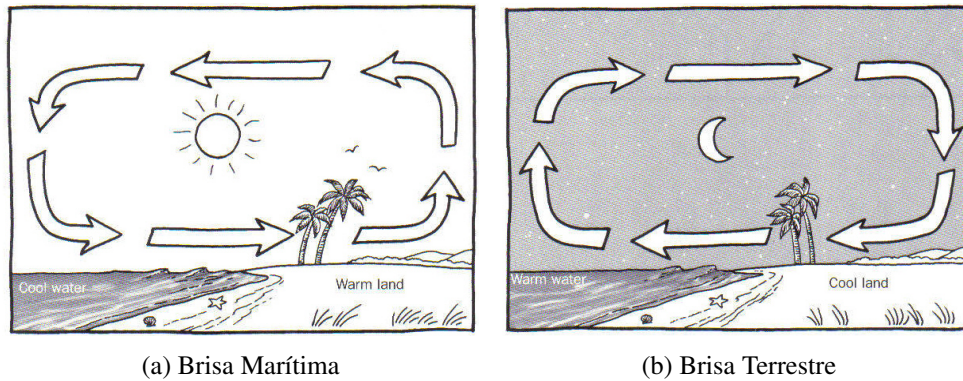


Figura 2.2: Movimentação de massas de ar em zonas costeiras [14]

Em zonas montanhosas, as radiações solares aquecem as encostas das montanhas provocando um aquecimento mais célere do ar vizinho do que na atmosfera sobre os vales. Através da superfície das encostas, o ar flui em direção ao topo das montanhas, criando ventos anabáticos, dando lugar a ar fresco proveniente dos vales. Estas circulações de ar são denominadas por brisa de vale. Por outro lado, durante a noite, o processo é invertido devido ao arrefecimento mais ligeiro das encostas em relação aos vales, o que leva o ar a descender na superfície, suscitando ventos catabáticos. Os ventos catabáticos atingem a base da montanha e dão lugar ao ar quente da atmosfera do vale. Estas circulações de ar são denominadas por brisa de montanha [12, 15]. Na Figura 2.3 podem-se verificar as movimentações diurnas e noturnas das massas de ar em zonas montanhosas.

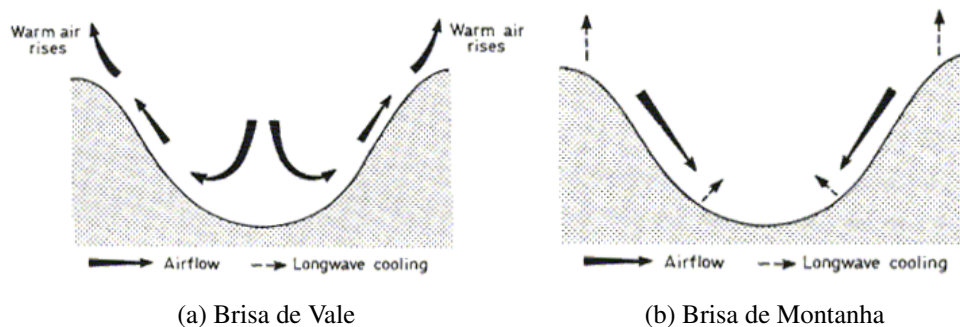


Figura 2.3: Movimentação de massas de ar em zonas montanhosas [16]

2.1.2 Variabilidade do Vento

A velocidade do vento varia no espaço e no tempo, variando consequentemente com a altitude a que se encontra. Estas variações de velocidade dão origem a um fenómeno denominado de gradiente do vento, ou *wind shear*, que pode ser observado na Figura 2.4.

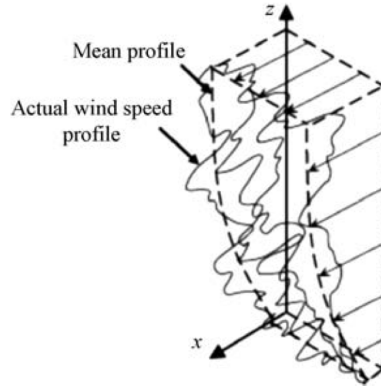


Figura 2.4: Variabilidade do vento com a altitude [17]

O gradiente de vento é um fenómeno que tem influência no método de avaliação do recurso eólico, assim como na própria concepção das turbinas eólicas. Aquando da projeção de um parque eólico, a avaliação do recurso eólico numa área ampla pode requerer que os dados recolhidos pelo anemómetro sejam retificados para uma elevação comum, assim como o ciclo de vida da turbina eólica poderá sofrer uma redução devido ao desgaste que as variações verticais de vento implicam. Tal facto pode ser analisado através de modelizações das variações da velocidade do vento com a altitude.

Os modelos matemáticos normalmente utilizados na modelização do perfil vertical da velocidade do vento têm como nome *Log Law* e *Power Law*. O método *Log Law* traduz-se por uma expressão conhecida por perfil logarítmico de vento, ou *logarithmic wind profile*, e encontra-se representada na Eq. 2.1.

$$v(z) = \frac{v^*}{k'} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (2.1)$$

Sendo que v é a velocidade do horizontal do vento a uma altitude z , v^* é a velocidade de atrito, k' é a constante de von Karman, e z_0 é um parâmetro que expressa a rugosidade do terreno. Na Tabela 2.2 são apresentados os valores da rugosidade para os vários tipos de terreno.

Tabela 2.2: Valores da rugosidade, z_0 , para vários tipos de terreno [17]

Tipo de terreno	z_0 (mm)
Gelo ou Lama	0,01
Neve	3,00
Campo de relva	8,00
Campo desnivelado	30,00
Terreno com algumas árvores	100,00
Floresta	500,00
Subúrbios	1500,00
Cidade com altas edificações	3000,00

O método *Power Law*, por sua vez, é dado na sua forma mais básica pela Eq. 2.2, onde $v(z_r)$ é a velocidade do vento a uma altitude de referência z_r , e α' é um expoente que varia com factores como a elevação do terreno, temperatura, estações do ano, entres outros.

$$\frac{v(z)}{v(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r} \right)^{\alpha'} \quad (2.2)$$

Tal como a disposição do terreno, os obstáculos que surgem no caminho do vento aquando da sua passagem também provocam uma alteração forma como este se distribui. Na Figura 2.5 verifica-se que o vento embate no obstáculo e perde a sua forma e velocidade, sendo que as estimativas representadas aplicam-se ao nível da altura do edifício, h_s , havendo um aumento de perdas após a distância horizontal de $15 \cdot h_s$ [17].

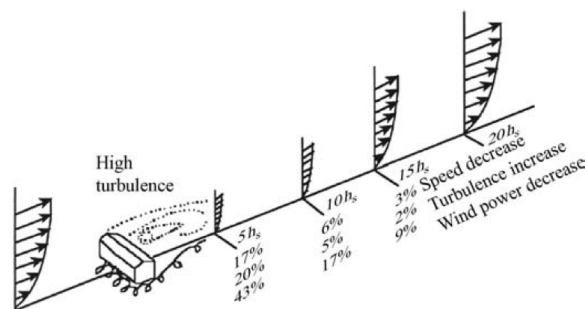


Figura 2.5: Efeitos provocados no vento por um obstáculo [17]

Na implantação de um parque eólico num terreno montanhoso, esta abordagem perde alguma relevância devido à rara presença de edificações, no entanto, é um princípio do efeito de esteira provocado por uma turbina noutra turbina, onde a primeira retira potência ao vento que se encaminha para a segunda turbina. Este assunto será abordado na Subsecção 4.1.3.

2.1.3 Potencial Eólico

A energia eólica pode ser descrita como um dos meios de manifestação da energia que o sol nos proporciona, visto que o vento é formado por um aquecimento irregular do globo. Os gradientes de pressão atmosférica fomentados pelas diferentes temperaturas terrestres provocam a circulação de ar a uma dada velocidade. Quando uma parcela de ar se encontra em movimento, vê associada a si uma certa quantidade de energia cinética, que poderá ser convertida em energia elétrica através de um sistema turbina-gerador, ou aerogerador.

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (2.3)$$

$$m = \rho \cdot A \cdot x \quad (2.4)$$

A energia cinética E_c , dada pela Eq. 2.3, é proporcional à massa do ar m , e à velocidade v que o transporta. Por sua vez, a massa de ar é proporcional à sua massa volúmica ρ , à sua área frontal A , e à sua espessura x . A potência disponível no vento P_v , é dada pela expressão da energia cinética, derivando a espessura da massa de ar em ordem ao tempo, como mostra a Eq. 2.5.

$$P_v = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot x \cdot v^2 \cdot \frac{dx}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.5)$$

Quando o vento embate num aerogerador é varrido pelas pás da turbina durante um período de tempo associado à espessura da sua massa. É de relevar que normalmente a área de varrimento das pás da turbina é diferente da área frontal do vento, não existindo um aproveitamento total da energia cinética nele contida. A área de passagem do vento através da turbina equivale à área do seu rotor A' , dada pela Eq. 2.6 [18].

$$A' = \pi \cdot r^2 \quad (2.6)$$

Devido às diferentes áreas surgem os conceitos de potência disponível no vento, dado na Eq. 2.5, e de potência possível de extrair do vento através de uma turbina eólica, P_t , dado na Eq. 2.7.

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A' \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v^3 \quad (2.7)$$

De notar que é à velocidade do vento que se deve grande parte do valor de potência de saída do aerogerador. Como exemplo, duplicar o seu valor implicaria um aumento em oito vezes da

potência de saída. Por esta razão, a velocidade de deslocação do vento é o parâmetro mais relevante no estudo zonal do potencial eólico.

Porém, a potência possível de extrair do vento não pode ser totalmente convertida em potência mecânica, pois isto teria como consequência a ausência de qualquer vento após a passagem de ar pela turbina. Existe assim necessidade de inclusão do coeficiente de desempenho, C_p , de um aerogerador, que oferece a relação entre a potência mecânica efetivamente retirada e a potência possível de extrair do vento dada pela Eq. 2.8 [19].

$$P_m = C_p \cdot P_t = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v^3 \quad (2.8)$$

O coeficiente de potência é uma medida que expressa o quão rentável uma turbina pode ser no aproveitamento da energia concedida pelo vento. O seu valor não é constante, sendo afetado por fatores como a velocidade do vento, a velocidade rotacional da turbina e a aerodinâmica das pás.

Na prática, a teoria de *Betz* dita que a velocidade do vento é reduzida na travessia da turbina, dada a conversão de energia cinética em potência mecânica. Na chegada do vento à turbina a pressão aumenta progressivamente pois encontra um obstáculo, tendo como consequência uma larga redução na pressão a jusante da turbina, acabando por atingir a pressão atmosférica novamente ao modo que é escoado. Em condições óptimas, quando a potência máxima é transferida de um tubo de vento para um aerogerador, é dada a relação apresentada na Eq. 2.9.

$$\begin{cases} v_2 = v_3 = 2/3 \cdot v_1 \\ v_4 = 1/3 \cdot v_1 \\ A_2 = A_3 = 3/2 \cdot A_1 \\ A_4 = 3 \cdot A_1 \end{cases} \quad (2.9)$$

O trabalho total realizado sobre uma partícula que se desloca entre os pontos 1 e 2 é igual à variação da energia cinética entre esses dois pontos [20]. Posto isto, a potência mecânica retirada do vento através de uma turbina ideal é dada pela diferença entre a potência de entrada e a potência de saída.

$$P_{ideal} = P_{t,1} - P_{t,4} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (A_1 \cdot v_1^3 - A_4 \cdot v_4^3) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \left(\frac{8}{9} \cdot A_1 \cdot v_1^3\right) \quad (2.10)$$

Daqui se retira que são extraídos 8/9, isto é, aproximadamente 88,9%, da potência que o tubo inicial de ar continha. Todavia, a área inicial do vento é bastante imprecisa o que pode conduzir a maus resultados, de modo que o método mais usual de cálculo surge da necessidade de exprimir a Eq. 2.10 em ordem à área que o vento transpõe, ou seja, em ordem à área de varrimento da turbina.

$$P_{ideal} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \left[\frac{8}{9} \cdot \left(\frac{2}{3} \cdot A_2\right) \cdot v_1^3\right] = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \left[\frac{16}{27} \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v_1^3\right] \quad (2.11)$$

Como se verifica na Eq. 2.11, a teoria de *Betz* estabelece que em condições ideais, apenas 16/27, isto é, aproximadamente 59,3% da potência contida no tubo de vento original pode ser convertida em potência mecânica. Este valor constitui uma fronteira do valor que o coeficiente de desempenho poderá assumir, conhecida como limite de *Betz* [19]. Pode-se dizer que temos um bom coeficiente de desempenho quando o seu valor se encontra num intervalo de 35 a 40%, o que representa aproximadamente dois terços da quantidade de potência extraída por uma turbina ideal.

Apesar do coeficiente de desempenho ser afetado pelos fatores já enumerados, é também afetado pela consideração de vários os fatores inerentes ao sistema turbina-gerador, relacionados com imperfeições e limitações mecânicas, que conduzirão a mais perdas de aproveitamento de energia, como por exemplo, a gama de velocidades a que a turbina eólica opera [21].

2.2 Turbina Eólica

A energia contida no vento tem sido aproveitada ao longo dos últimos tempos por dois tipos de turbinas, nomeadamente as turbinas de eixo vertical e as turbinas de eixo horizontal. As turbinas eólicas de eixo horizontal são as que se destacam mais no sector, devido à avançada tecnologia e à viabilidade económica que apresentam, o que não se verifica na maior parte das turbinas de eixo vertical. As turbinas eólicas de eixo horizontal são classificadas pela sua capacidade ou diâmetro do rotor, sendo a sua classificação dada por turbinas de baixa potência, com capacidade inferior a 100 kW, turbinas de média potência, com capacidade entre 100 a 500 kW, ou turbinas de alta potência, com uma capacidade superior a 500 kW. Na Figura 2.6 é possível observar vários modelos de turbinas eólicas, onde é ainda apresentada a sua capacidade em relação ao diâmetro do rotor.

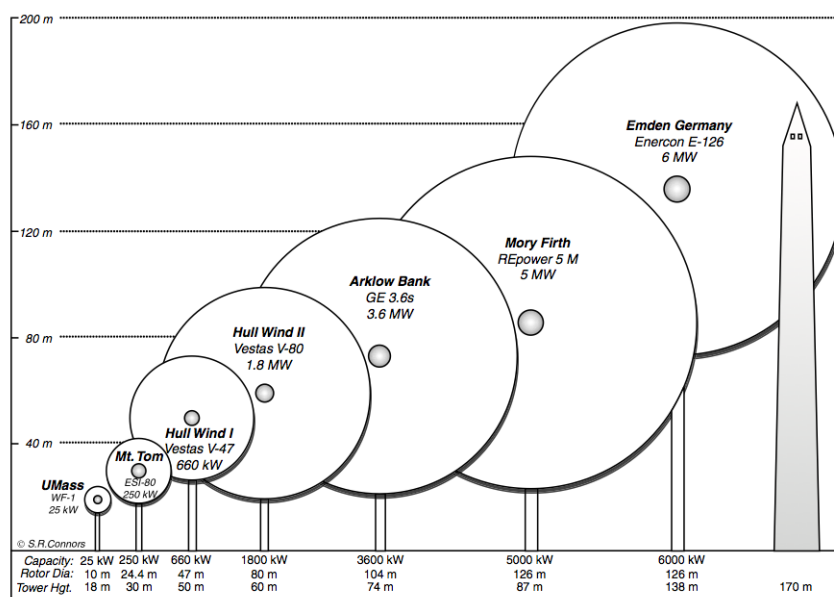


Figura 2.6: Comparação do tamanho e da capacidade de sete modelos de turbinas eólicas [17]

As turbinas de baixa potência são utilizadas a baixa escala, na produção de energia elétrica para a alimentação de habitação própria e em locais onde a eletricidade seja de difícil acesso. As turbinas de média potência são normalmente instaladas em propriedades públicas e na alimentação de localidades isoladas. Por fim, as turbinas de alta potência são implantadas de modo a fornecer energia à rede elétrica [22]. O modelo da turbina utilizado na execução do presente trabalho tem uma potência de 2 MW, pelo que se insere no lote de turbinas de alta capacidade. Para se ter uma ideia, uma turbina deste tipo pode alimentar cerca de 600 habitações nos Estados Unidos da América (EUA). Como termo comparativo, o modelo Enercon E-126 de 6 MW consegue produzir no mesmo país, energia suficiente para alimentar ligeiramente 2000 casas. [17].

2.2.1 Funcionamento base

As turbinas eólicas absorvem a potência contida no vento e usam-na para produzir eletricidade, o que pode ser visto como o funcionamento inverso a uma ventoinha elétrica. Para tal, é necessário um conjunto de componentes que funcionem em prol do mesmo objetivo. Na Figura 2.7 encontram-se identificados os componentes base de uma turbina. Como se pode observar, uma turbina de eixo horizontal é implantada no terreno através de uma torre, que deixará o eixo da turbina em paralelo com o solo. No topo da torre é colocada uma caixa designada por *nacelle*, que envolverá e manterá em segurança todo o equipamento de extração e conversão de energia.

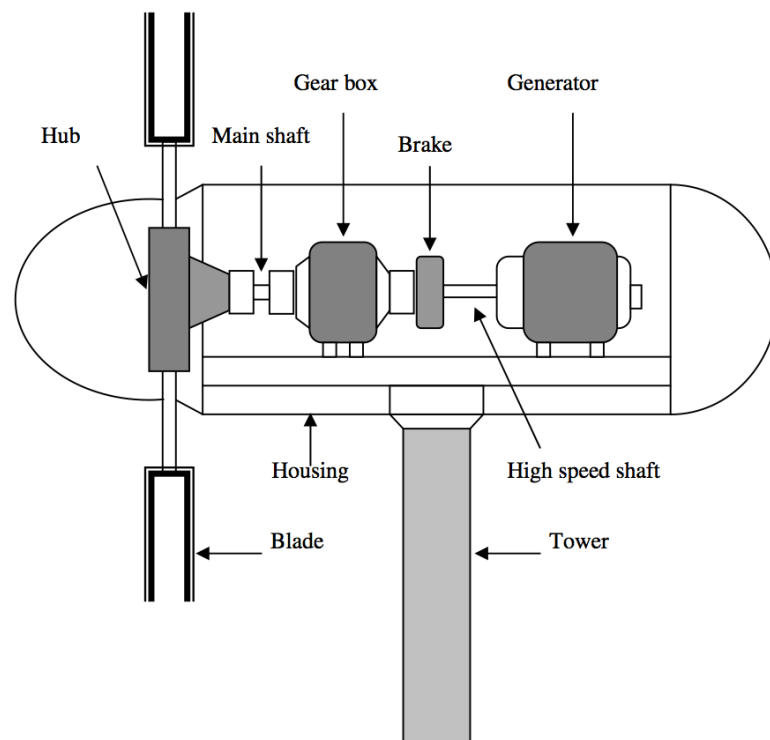


Figura 2.7: Componentes base de uma turbina eólica de eixo horizontal [23]

O funcionamento da turbina é dado quando o vento esbarra nas suas pás e cria uma força tal, que é suficiente para iniciar o movimento rotacional do rotor na qual as pás estão integradas. O rotor encontra-se acoplado a um eixo de baixas rotações que gira consoante a intensidade do vento e que está ligado a uma caixa de transmissão. A jusante da caixa de transmissão verifica-se um eixo conectado ao gerador. Este eixo é mantido em rotação devido ao eixo principal e à caixa de transmissão, na medida em que na caixa de transmissão, as baixas rotações do eixo principal são convertidas em altas rotações do eixo a jusante de si. Posteriormente, através do gerador, dá-se a conversão de energia mecânica contida no eixo, em energia elétrica. Por sua vez, no caso de se presenciarem velocidades excessivas, o travão interrompe o movimento rotacional dos diversos componentes. Normalmente o rotor de uma turbina eólica apresenta uma velocidade rotacional de 30 a 50 r/min, onde a velocidade rotacional ótima do gerador poderá ser cerca de 1000 a 1500 r/min [23, 24].

2.2.2 Curva de Potência

A curva de potência consiste numa curva característica de uma turbina que representa a resposta de potência da turbina às variações da velocidade do vento, sendo este um dos aspectos mais relevantes na avaliação do desempenho de um sistema eólico. Esta curva apresenta três parâmetros associados a si que determinam o funcionamento da turbina, nomeadamente a velocidade mínima ou velocidade *cut-in*, v_{ci} , a velocidade nominal, v_n , e a velocidade máxima ou velocidade *cut-out*, v_{co} . A Figura 2.8 mostra uma curva de potência padrão de uma turbina eólica.

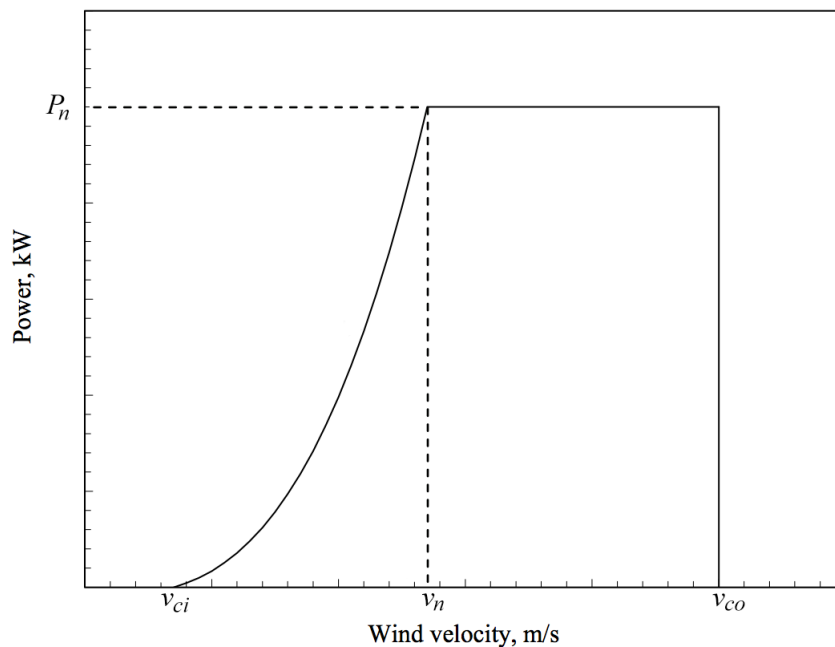


Figura 2.8: Curva de potência padrão de uma turbina eólica com controlo de potência (alterada da fonte) [23]

Para que uma turbina eólica se encontre em funcionamento é necessário que a velocidade do vento se situe dentro de uma gama de valores limitada pela velocidade *cut-in* e a velocidade *cut-out*. O arranque da turbina só se dá quando a velocidade do vento atinge a velocidade *cut-in* da turbina. Este parâmetro varia de turbina para turbina, no entanto, para grande parte das turbinas vendidas no mercado toma valores entre 3 a 5 *m/s*. A partir do momento em que começa a operação, a produção da turbina vê-se maioritariamente influenciada pelo cubo da velocidade do vento, como visto na Eq. 2.11, pelo que uma pequena variação de vento origina uma grande oscilação na potência debitada.

Normalmente o ponto de máxima eficiência de uma turbina dá-se à sua velocidade nominal, tipicamente entre 12 a 17 *m/s* [25]. Quando a velocidade do vento toma o valor da velocidade nominal da turbina, a produção é feita à potência nominal, P_n , que teoricamente se manterá constante independentemente dos valores que a velocidade possa alcançar. A potência é mantida constante por razões técnicas e económicas inerentes às máquinas utilizadas havendo portanto necessidade de efetuar o seu controlo. Contudo, na prática podem-se presenciar pequenas discrepâncias nos valores observados da potência, devido a factores como grandes flutuações na velocidade do vento e na densidade do ar, em conjunto com o mau alinhamento dos dispositivos de controlo [26].

No caso da velocidade do vento ascender à velocidade *cut-out*, ou velocidades superiores, a turbina fica submetida a carga em excesso, que por razões de segurança tem que ser retirada de operação, de forma a não sofrer quaisquer danos. No geral a velocidade de *cut-out* toma o valor de 25 *m/s* [25]. Na Eq. 2.12 é possível verificar um resumo das zonas de desempenho da curva de potência em relação à velocidade do vento.

$$P_m = \begin{cases} 0 & v < v_{ci} \\ C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v^3 & v_{ci} \leq v < v_n \\ P_n & v_n \leq v < v_{co} \\ 0 & v_{co} \leq v \end{cases} \quad (2.12)$$

Uma turbina eólica apresenta assim quatro regiões de desempenho distintas, definidas na curva característica de potência, delimitadas pelos intervalos de velocidades descritos. A turbina opera apenas quando a velocidade do vento se situa nas zonas caracterizadas pelas velocidades *cut-in* e nominal, região 1, e pelas velocidades nominal e *cut-out*, região 2 [27]. Na primeira, a relação velocidade-potência pode ainda ser expressa pela aproximação linear que se segue.

$$P_e = a \cdot v^k + b \quad (2.13)$$

Considerando os pontos $(v_{ci}, 0)$ e (v_n, P_n) facilmente se percebe que estes definem uma única reta. Através da geometria analítica é possível determinar a equação linear de uma reta que cruza dois pontos diferentes no referencial.

$$\begin{cases} 0 &= a \cdot v_{ci}^k + b \\ P_n &= a \cdot v_n^k + b \end{cases} \quad (2.14)$$

Resolvendo a Eq. 2.14 em ordem às constantes a e b , através da Eq. 2.13, é possível obter uma aproximação linear da potência a que a turbina opera, na região 1.

$$P_e = \frac{P_n}{v_n^k - v_{ci}^k} \cdot v^k - \frac{P_n}{v_n^k - v_{ci}^k} \cdot v_{ci}^k = P_n \cdot \frac{v^k - v_{ci}^k}{v_n^k - v_{ci}^k} \quad (2.15)$$

O factor de proporcionalidade velocidade-potência tem como propósito encurvar a reta descrita linearmente, aproximando os valores obtidos dos valores reais. De notar que este método pode conduzir a resultados imprecisos devido ao factor de proporcionalidade a utilizar, sendo que este frequentemente assume o seu valor ideal equivalente a 3 unidades. Este método proporciona uma alternativa ao método anteriormente apresentado, resultando numa variante do sistema dado na Eq. 2.12 [28].

$$P_e = \begin{cases} 0 & v < v_{ci} \\ P_n \cdot \frac{v^k - v_{ci}^k}{v_n^k - v_{ci}^k} & v_{ci} \leq v < v_n \\ P_n & v_n \leq v < v_{co} \\ 0 & v_{co} \leq v \end{cases} \quad (2.16)$$

Como já foi referido, na região 2 a potência é mantida constante e limitada à potência nominal, através da regulação realizada pelos sistemas de controlo de potência [23]. Os métodos de controlo de potência são apresentados na Secção 2.2.4.

2.2.3 Aerodinâmica

No instante em que um tubo de ar embate num aerogerador surgem duas forças distintas nas pás da turbina, nomeadamente a força de sustentação e a força de arrasto. Usualmente as pás são compostas por um perfil alar, idêntico ao das asas de um avião, que ditam a aerodinâmica das pás e as forças em si criadas, auxiliando o movimento rotacional da turbina. Para que exista força de sustentação é necessário que o vento atravessasse ambos os lados da superfície da pá originando o conceito de velocidade relativa. Todavia, tal facto nem sempre se verifica devido a regimes de vento turbulentos que têm como resultado pouca ou nenhuma força de sustentação. Supondo que o ar flui pelos dois lados da pá, observa-se que na parte superior da superfície o fluxo tende a acelerar devido a uma maior distância a percorrer, provocando uma diminuição da pressão nessa superfície. Quando se verificam pressões desiguais nas superfícies superior e inferior da pá, é desenvolvida a força de sustentação com direção perpendicular ao tubo de ar que atravessa a turbina. A deslocação do ar através da pá produz ainda uma força de arrasto paralela à direção do fluxo de ar. Esta força

é criada devido a forças de atrito na superfície da pá e ao gradiente de pressão originário da força de sustentação. Representa um parâmetro de perdas sendo portanto minimizado em turbinas de alto desempenho [17]. As forças de sustentação e de arrasto consequentes da travessia de vento pela pá da turbina encontram-se representadas na Figura 2.9. O ângulo de ataque da pá ao vento é dado por α .

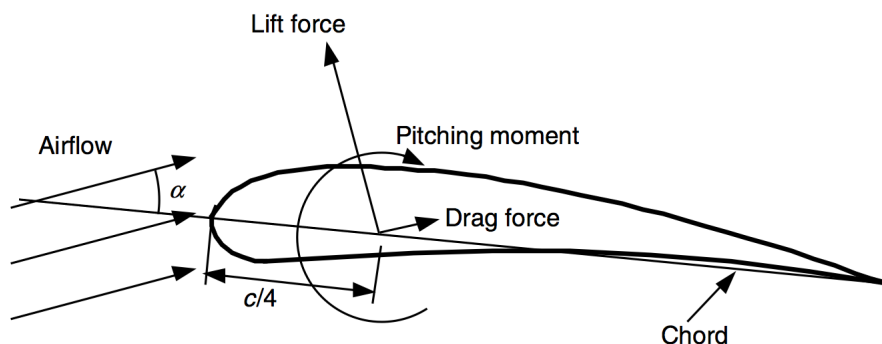


Figura 2.9: Força de sustentação e força de arrasto na pá de uma turbina eólica [17]

A força de sustentação provoca a rotação das hélices da turbina em torno de um eixo horizontal, proporcionando trabalho útil ao aerogerador que será posteriormente convertido em energia elétrica. Por sua vez, a força de arrasto deve ser utilizada em estudos para criação dos suportes das pás da turbina, assim como a própria torre do aerogerador, de modo a garantir uma boa integridade estrutural do equipamento. Como já foi mencionado, a construção de aerogeradores muito robustos por forma a suportar forças excessivas, visto da perspectiva económica, não é viável. É lógico que o aproveitamento de grandes quantidades de energia provenientes das altas velocidades do vento teria o seu interesse, porém, são raras as ocasiões em que a velocidade exige tal resistência por parte das máquinas, sendo que a viabilidade económica perde relevância. Por outro lado, as turbinas eólicas são projetadas para produzir um ponto ótimo de energia ao menor custo possível, sendo a produção limitada quando o vento atinge a sua velocidade nominal, existindo ainda a necessidade de se retirar de operação, caso a velocidade assuma valores superiores à velocidade *cut-out* [21, 23].

2.2.4 Controlo de Potência

Quando a velocidade do vento alcança a velocidade nominal de uma turbina e atinge as suas pás num ângulo de ataque ótimo, o coeficiente de desempenho apresenta o seu valor mais elevado, pelo que é atingido o ponto máximo de eficiência aerodinâmica da máquina. A partir desse momento, quanto maior for a velocidade do vento menor será o coeficiente de desempenho, de maneira a que a potência se mantenha constante à potência nominal. A regulação da turbina, que tem como consequência a redução do coeficiente de desempenho, é feita através dos vários métodos de controlo de potência. As forças de sustentação e de arrasto, assim como o desempenho de uma turbina dependem fortemente da aerodinâmica e orientação das suas pás, pois estas dão azo à

formação de uma boa força de sustentação para as velocidades pretendidas e uma maior força de arrasto para velocidades em excesso.

Existem dois parâmetros de enorme relevância no estudo do controlo de potência, pois determinam a aerodinâmica do sistema, sendo eles o ângulo de ataque e o ângulo de passo ou de *pitch*. Estes parâmetros podem ser observados na Figura 2.9. O ângulo de ataque é um ângulo dado pela linha de corda do perfil alar da pá da turbina e pelo vento relativo atuante. Quando este ângulo se situa entre -15° e $+15^\circ$ a sustentação é dada linearmente, entre $+15^\circ$ e $+30^\circ$ existe perda aerodinâmica e consequentemente perda de sustentação, e por fim, para $+30^\circ$ a $+90^\circ$ há travagem da máquina [29]. No que diz respeito ao ângulo de *pitch*, é um ângulo dado pela linha de corda do perfil alar da pá e pelo plano de rotação no qual as pás se encontram enquanto giram. O ângulo de *pitch* é um ângulo que depende apenas da orientação da pá, ou seja, é alterado em função do seu eixo longitudinal [21, 23].

2.2.4.1 Controlos do Tipo Passivo

O método mais simples de controlo de potência tem como nome controlo passivo de *stall* ou *passive stall control*. As pás das turbinas que adoptam este tipo de controlo são projetadas aerodinamicamente de modo a que o ângulo de ataque da pá aumente, quando a velocidade do vento excede a velocidade nominal da turbina. O efeito *stall* tem como fruto o descolamento do vento da pá e a consequente origem de turbulência na sua proximidade, o que implica uma redução na força de sustentação, mantendo a potência constante. Neste caso, o ângulo de *pitch* mantém-se fixo por forma a que a turbina alcance a sua máxima eficiência ou potência nominal a uma certa velocidade. Este tipo de controlo tem a desvantagem de apresentar incertezas no comportamento aerodinâmico das pás, que poderão resultar em previsões imprecisas da quantidade de vento que traspõe as pás, assim como do valor da potência de saída. Tal como no controlo passivo de *stall*, no controlo passivo de *pitch* as pás da turbina são desenhadas de forma a que o ângulo de *pitch* seja ajustado consoante a carga do vento nelas aplicado. Este conceito é maioritariamente aplicado em turbinas autónomas, visto que a maximização de energia através de si é de difícil alcance, não sendo portanto aplicado em grande parte dos casos de parques eólicos com ligação à rede elétrica [23, 30].

2.2.4.2 Controlos do Tipo Ativo

Em turbinas com controlo ativo de *pitch* ou *ative pitch control*, as variações de produção estão constantemente a ser monitorizadas, ajustando o ângulo de *pitch* ao ângulo desejado no momento, de acordo com as variações observadas. O ângulo de *pitch* é submetido a um ângulo ótimo de ataque das pás ao vento entre as velocidades *cut-in* e nominal, com o intuito de manter a turbina a operar com a máxima eficiência. Contudo, após a velocidade nominal o ângulo de *pitch* é desviado do ângulo ótimo de ataque, eliminando a potência em excesso e mantendo-a constante, através do aumento da força de arrasto. Este controlo tem como intuito aumentar ou reduzir rapidamente a eficiência de uma turbina eólica através da rotação das pás ao longo do seu eixo longitudinal,

consoante os regimes de vento verificados. Um sistema deste género tem um tempo de atuação muito reduzido, a fim de evitar perdas de energia e de segurança consoante o regime de vento presenciado. A rotação das pás ao longo do seu eixo longitudinal não deverá ser inferior a 5° por segundo. Apesar disso, na prática podem ocorrer oscilações de potência até cerca de 100%, pois este tipo de turbinas consegue capturar a energia mais eficientemente a velocidades moderadas do vento.

Apesar da grande utilização de turbinas com controlo ativo de *pitch* na passada década, são atualmente exploradas as vantagens de ter controlo de *pitch* e de *stall* integrados em simultâneo num aerogerador. Este regulador de potência é chamado de controlo ativo de *stall* ou *active stall control*. Neste tipo de controlo, o ângulo de *pitch* alterado por forma a obter o máximo de desempenho em baixas velocidades do vento, tal como em qualquer controlo do tipo *pitch*. No entanto, no momento em que a velocidade do vento tem um valor superior à velocidade nominal do aerogerador, o ângulo de *pitch* é inicialmente alterado na direção oposta ao que normalmente é verificado num controlo do tipo *pitch*, chegando a ter um valor negativo. Por outras palavras, o controlo atua de maneira a que o ângulo de ataque aumente, tendo como resultado o efeito *stall*, desperdiçando a energia que o vento proporciona e mantendo a potência constante. Porém, a excessivas velocidades de vento é usualmente necessário aumentar o ângulo de *pitch* de modo a manter a potência constante. Uma das grandes vantagens deste controlo é a permanência da pá em *stall* após atingida a velocidade nominal da turbina, o que proporciona flutuações muito baixas na carga que as pás têm de suportar e na potência extraída. Todavia, existe uma enorme dificuldade da previsão do comportamento aerodinâmico em condições de *stall*, o que representa a grande desvantagem deste tipo de controlo [23, 30].

Capítulo 3

Panorama em Portugal e no Mundo

O ser humano tem vindo a utilizar a energia que o vento lhe proporciona desde os primeiros registos históricos, tanto na navegação de barcos à vela, como no aproveitamento mecânico por moinhos. Embora as técnicas de aproveitamento da energia do vento desenvolvidas fossem bastante promissoras, perderam interesse com a industrialização do novo mundo moderno. O crescimento que se verificou no sector petrolífero durante esse período foi determinante na perda de interesse no recurso eólico, visto que o petróleo era um recurso barato, quando comparado ao custo e à incerteza inerente à energia contida no vento. Mais recentemente, os combustíveis fósseis começaram a escassear devido à sua intensa utilização, havendo perspectivas futuras de extinção de fontes destes recursos, o que levou a um aumento acentuado no seu valor monetário. Tal facto, aliado às crescentes preocupações ambientais inerentes à queima de combustíveis fósseis suscitou o interesse nas energias renováveis, e, portanto, na energia eólica. Desde então o sector da energia eólica tem crescido consistentemente até aos dias que correm [21, 31]. O presente capítulo tem assim como objetivo dar uma visão geral tanto do enquadramento estatístico da energia eólica no mundo, assim como um breve histórico e progresso legislativo da energia eólica em Portugal.

3.1 Enquadramento no Mundo

A capacidade instalada de produção de energia, independentemente do método de produção, de acordo com os registos da *Central Intelligence Agency* (CIA) [32], perfazia no globo uma totalidade de 5250 GW. A China e os EUA são as duas maiores potências mundiais na capacidade instalada de produção. Numa estimativa relativa ao ano de 2013 a China apresentava uma capacidade instalada de 1247 GW. Por sua vez, numa estimativa referente ao ano de 2010, os EUA apresentavam uma capacidade instalada de 1039 GW. Na compilação de dados efetuada pela CIA pode-se verificar uma grande discrepância na capacidade instalada dos países já mencionados para os restantes países. A título de exemplo, o Japão apresenta-se como terceiro candidato ao país com mais capacidade instalada, no entanto, apresenta apenas 287 GW numa estimativa respectiva ao ano de 2010, o que em termos comparativos representa apenas aproximadamente 23% da capacidade em relação à China. De acordo com a mesma fonte, a UE exibia 867,6 GW no ano de 2010,

sendo a Alemanha o país que mais contribuía para a capacidade instalada na Europa, com 178,4 GW retirados de uma estimativa inerente ao ano 2012. De notar que apesar de os dados detalhados neste parágrafo não serem respectivos a estimações feitas num ano comum, pretende-se que consigam dar ao leitor uma ideia geral da quantidade de capacidade de produção instalada nos países apresentados, para posterior comparação com Portugal. A Figura 3.1 ilustra o descrito.

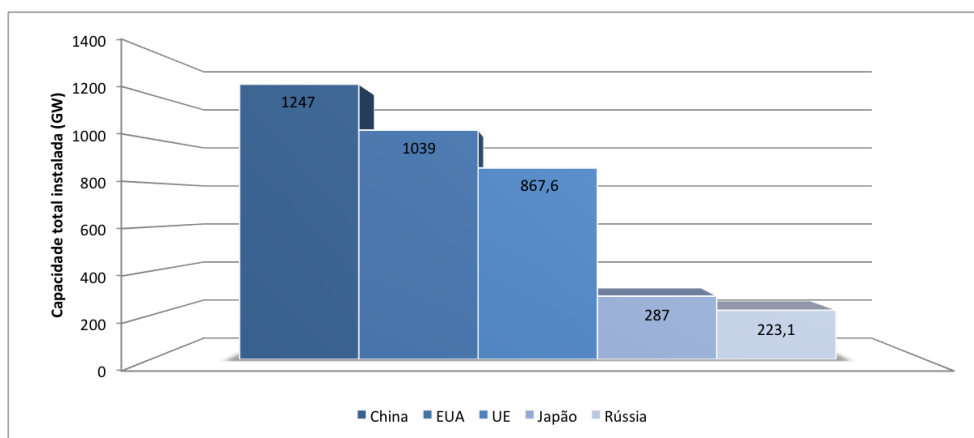


Figura 3.1: As cinco maiores potências mundiais no sector energético

Em 11 de Dezembro de 1997 os Estados-Membros da Organização das Nações Unidas (ONU), à exceção dos EUA, adotaram o Protocolo de Quioto, como instrumento de ajuda ao esforço que era necessário fazer contra as alterações climáticas. Com a assinatura do Protocolo de Quioto os Estados signatários comprometeram-se a reduzir as suas emissões de gases com efeito de estufa. Assim sendo, os países desenvolvidos propuseram-se a reduzir em pelo menos 5% as suas emissões durante o período de 2008 a 2012, comparando com os níveis de emissões apresentados no ano de referência de 1990. Por sua vez, a UE assinou o Protocolo em 29 de Abril de 1998, comprometendo os Estados-Membros a instaurar as suas ferramentas de ratificação antes de 1 de Junho de 2002. A introdução do Protocolo de Quioto na UE implicou que os Estados que aderiram à UE antes do ano de 2004, teriam de reduzir entre si, 8% das suas emissões de gases com efeito de estufa entre 2008 a 2012, em relação ao ano de 1990. Por outro lado, os Estados que se tornaram membros após 2004, teriam de reduzir as suas emissões em 8%, à exceção de alguns países como a Polónia e a Hungria, que se comprometeram a uma redução de 6% [33]. Mais recentemente a CE lançou uma estratégia denominada *Europa 2020*, que tem como objetivo amenizar a crise económico-financeira que caiu sobre a Europa, em que foram propostas uma série de estratégias pela UE, encontrando-se entre elas a redução de 20% de emissões de gases com efeito de estufa, para o ano de referência de 1990, assim como o aumento de 20% de energia consumida de origem renovável, até ao ano de 2020 [7, 8]. Neste sentido as energias renováveis têm tido um contributo fulcral tanto no aumento da capacidade instalada mundial, não havendo necessidade de implantação de novas centrais com produção de energia através de combustíveis fósseis, assim como na migração deste tipo de centrais.

Segundo o *Renewable Global Status Report* elaborado pela *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN21) em 2014 [34], 19% do consumo total de energia no globo foi proporcionado pelas diversas fontes de energias renováveis no ano de 2012, e ainda assim, com perspectivas de crescimento para o ano de 2013. Da participação total no ano de 2012, as energias renováveis foram responsáveis por 9% do consumo proveniente da biomassa tradicional, 4,2% do consumo proveniente de energia térmica a partir de fontes renováveis, por 3,8% do consumo proveniente de centrais hidroelétricas e, por fim, por 2% do consumo proveniente de energia eólica, solar, entre outras. Na Figura 3.2 pode-se ainda observar uma estimacção da distribuição da produção global por tipo de fonte energética no fim do ano transacto. No mesmo momento, o globo encontrava-se capacitado de aproximadamente 1560 GW de produção de energia a partir de fontes renováveis, sendo a China, os EUA, o Brasil, o Canadá e a Alemanha os cinco países que mais capacidade instalada tinham neste tipo de produção.

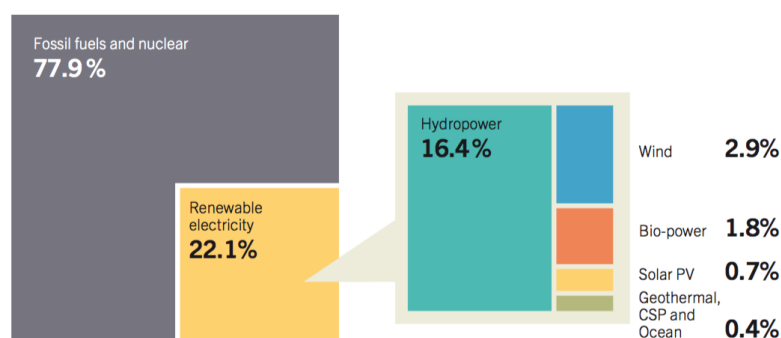


Figura 3.2: Estimação da distribuição da produção global de energia elétrica por tipo de fonte no fim do ano 2013 [34]

No *Global Wind Report* redigido em 2014 pela *Global Energy Wind Council* (GWEC) [35], verifica-se que a capacidade global instalada de produção eólica no fim de 2013 apresentava o valor de 318,105 GW. Este ano apresentou um crescimento de 12,5% no valor acumulado até à data, o que evidencia os esforços prestados por alguns países no crescimento do sector eólico, dado o panorama económico mundial. A Ásia liderou no que toca à instalação de novos parques eólicos, num pódio composto pela Europa e pela América do Norte respectivamente. Novamente, a par com a capacidade instalada global, a China e os EUA permanecem no primeiro e segundo posto de capacidade instalada de produção de energia proveniente do vento, com 91,412 GW e 61,091 GW respectivamente. A lista é seguida das duas principais potências da Europa no que toca a este tipo de produção, nomeadamente a Alemanha com 34,250 GW e a Espanha com 22,959 GW. A Figura 3.3 ilustra as dez maiores potências mundiais no sector eólico, à esquerda, assim como os países que mais investiram neste sector no ano passado, à direita. Num futuro próximo é esperado que a Ásia continue a liderar o mercado eólico e que a China alcance 1 TW de potência instalada, enquanto que nos EUA esperam-se grandes investimentos em instalações devido às novas regras *Production Tax Rules* (PTC). A África também se encontra prestes a receber um reforço nesse sentido, com mais de 500 MW instalados em países como a África do Sul e Etiópia. Por outro

lado, a Europa representa um cenário complexo devido às dificuldades económicas em várias regiões, contudo, prevê-se que com o seu quadro legislativo e a adoção da estratégia 20-20-20 este sector continue a crescer veemente.

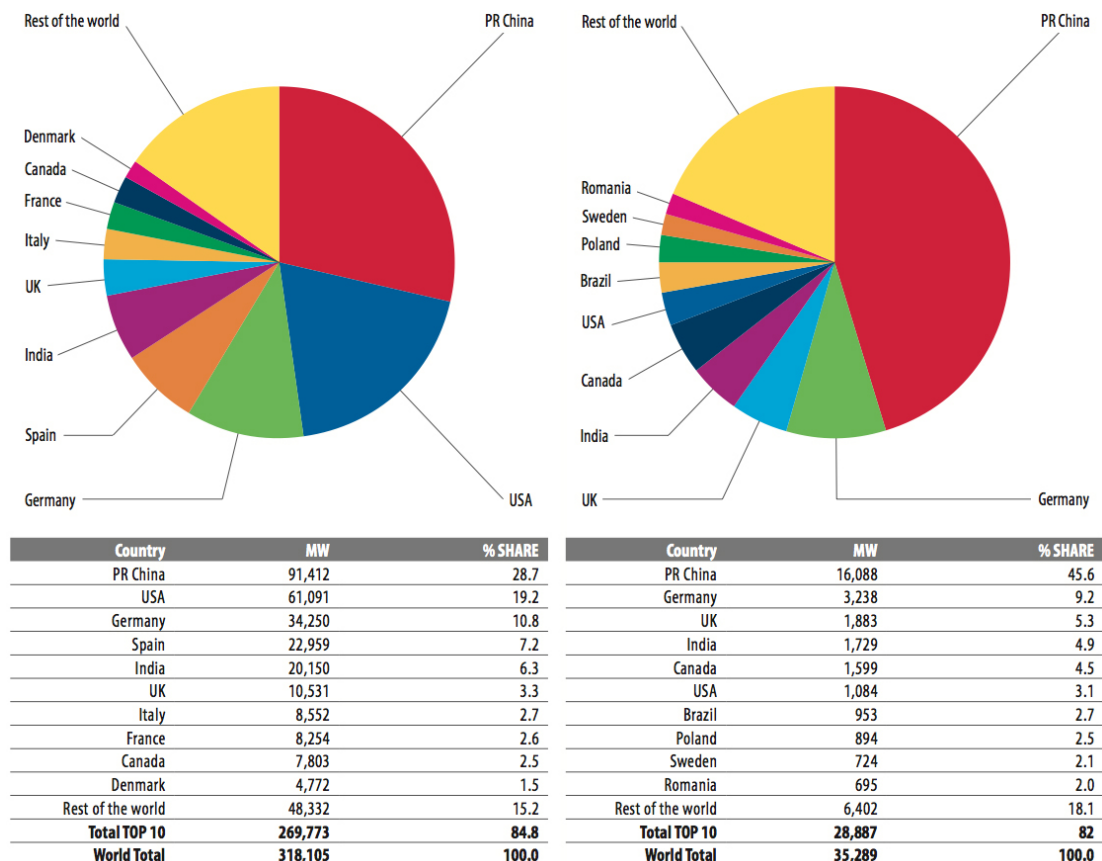


Figura 3.3: As dez maiores potências mundiais no sector eólico e os dez países que mais investiram nesta tecnologia em 2013, respectivamente [35]

3.2 Enquadramento em Portugal

Portugal é um país pobre no que toca à disponibilidade de combustíveis fósseis para produção de energia a partir de fontes convencionais. O nosso país não apresenta poços de petróleo ou de gás, assim como não possui minas de carvão. Porém, Portugal apresenta uma densa rede hidrográfica, uma boa exposição solar média anual e uma vasta frente marítima que traz consigo os ventos atlânticos, permitindo assim tirar proveito de recursos renováveis, em detrimento da energia contida nos combustíveis fósseis. Portugal encontra-se assim numa posição de privilégio, pois apesar da indisponibilidade de fontes de energia não renováveis, pode ser pioneiro na diminuição da dependência energética baseada neste tipo de energias, colocando-se na vanguarda da procura de um desenvolvimento sustentável, baseado em energias limpas e inesgotáveis [5].

3.2.1 Perspectiva Quantitativa

Com base no relatório de *Dados Técnicos 2013* concebido pela *Redes Energéticas Nacionais* (REN) [36], a capacidade total instalada para produção de energia elétrica em Portugal, independentemente do recurso utilizado, exibia no fim do ano de 2013 o valor de 17,792 GW. Tal facto representou uma redução em 701 MW na potência instalada relativamente ao fim do ano de 2012, onde a capacidade instalada perfazia 18,493 GW. Na Figura 3.4 pode-se ainda observar a evolução da capacidade instalada em Portugal, discriminada por tipo de produção. A potência máxima anual registada ao longo do tempo também tem vindo a decrescer desde 2010, tendo o valor de 8322 MW para o ano de 2013, representando isto uma diferença de aproximadamente 1000 MW na potência máxima registada para o ano de 2010. Por outro lado, o consumo de energia elétrica totalizou 49,2 TWh simbolizando um aumento de 0,2% na demanda de energia elétrica face ao ano de 2012.

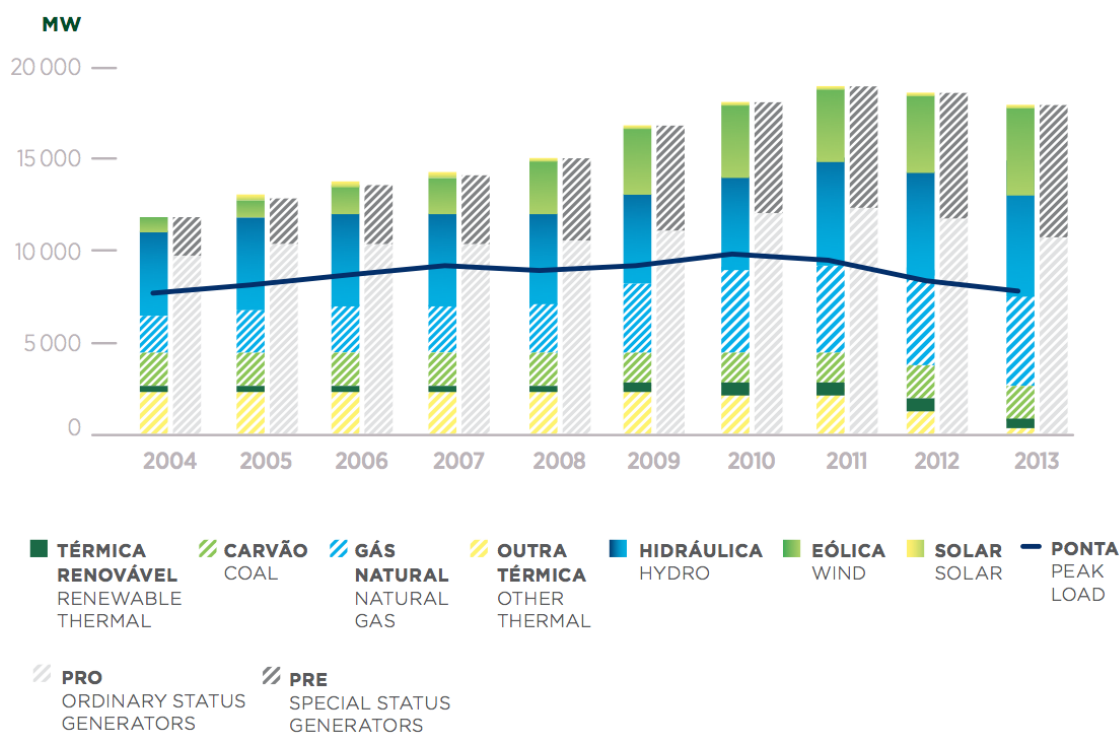


Figura 3.4: Evolução da capacidade instalada em Portugal [36]

A par com outros Estados da Europa, Portugal foi um dos países aderentes ao Protocolo de Quioto, assumindo o compromisso de diminuir as suas emissões de gases com efeito de estufa em 8%, durante o período de 2008 a 2012, relativamente ao ano de 1990. Todavia, devido às diferenças geográficas e económico-sociais que os diversos Estados aderentes englobam, foi formalizado um acordo de objetivo comum e partilha de responsabilidades, adequando os esforços a fazer por cada país consoante as suas possibilidades [33]. Assim sendo, Portugal comprometeu-se em não exceder o limite de emissões em cerca de 381,9 Mt CO_2e , para o período estipulado total,

correspondendo isto a um aumento de 27% das emissões registadas no ano de referência. Em 2003 as emissões excederam o limite estabelecido em aproximadamente 9% o que implicou uma revolução no sector renovável em Portugal nos anos que se seguiram. No entanto, com os fortes investimentos efetuados no sentido da preservação do meio ambiente, o país cumpriu os objetivos de não atingir o limite proposto em menos de 5,3% do valor limite, equivalendo à emissão total de 361,7 Mt CO_2e entre 2008 e 2012 [37, 38].

O relatório de *Dados Técnicos 2013* [36] mostra ainda que no fim do ano transacto Portugal dispunha de 6,879 GW em energias convencionais e 10,913 GW em energias renováveis. O grande responsável pela capacidade de produção convencional é o gás natural com 4,758 GW instalados, o que constitui uma vantagem visto as baixas emissões deste combustível. Por outro lado, as fontes hídricas e eólicas são os grandes responsáveis pela capacidade de produção renovável, com 5,652 GW e 4,368 GW instalados, respectivamente. O ano transacto foi um ano mais favorável que o ano de 2012 no que toca à produção de energia através de fontes renováveis. Este tipos de fontes geraram 57% da energia produzida em Portugal, mais 20% do que a produção em 2012. Através da Figura 3.5 percebe-se que as centrais hídricas e eólicas produziram 27% e 24%, mais 16% e 4% de produção do que no ano de 2012, respectivamente. Parte desta energia contribuiu para a redução da produção de energia a partir de combustíveis fósseis em 10%, assim como para a redução do saldo importador, também em 10%. Facilmente se verifica o esforço aplicado pelo país, seja na instalação de centrais mais amigas do ambiente, com a evolução do sector do gás natural, assim como na forte aposta em energias limpas e gratuitas, com o rápido crescimento do sector renovável. Em 2012 e 2013 foram ainda desclassificadas as centrais a fuelóleo do Carregado e de Setúbal, com uma capacidade instalada de 710 MW e 946 MW respectivamente [36, 39].

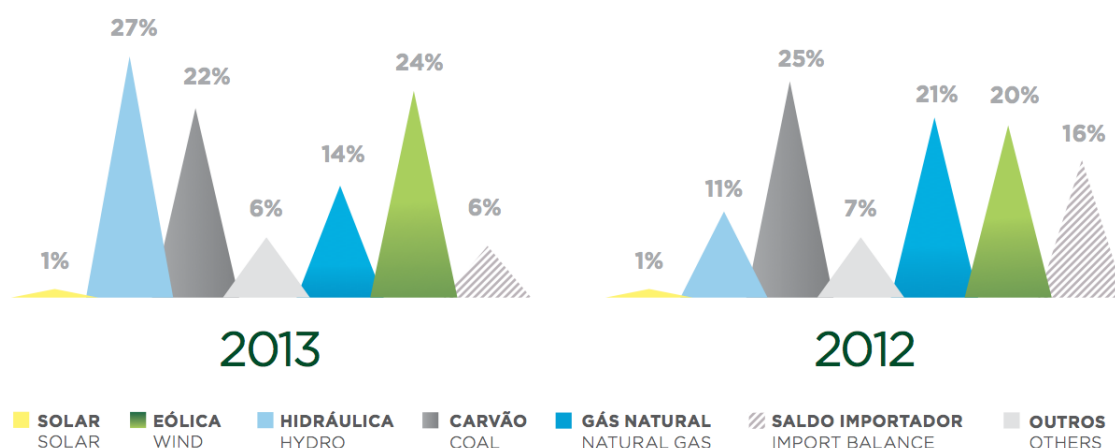


Figura 3.5: Repartição da produção em Portugal no ano de 2013 [36]

A aposta na energia eólica por parte de Portugal é evidente. No relatório de *Estatísticas Rápidas de Dezembro de 2013* [40], a *Direção Geral de Energia e Geologia* (DGEG) afirma que a capacidade instalada total em Portugal Continental, no fim de 2013 era de 4,63 GW, dada por intermédio de 2672 aerogeradores distribuídos por 228 parques eólicos. Tal valor representa quase

metade da totalidade da potência instalada de fontes renováveis nacionais. Em 2012, ano em que terminava a primeira etapa do Protocolo de Quioto, a potência instalada era sensivelmente 4 vezes superior à potência instalada em 2005, demonstrando os esforços feitos por Portugal até então. De facto, o crescimento médio anual no período de 2006 a 2012 rondou os 297 MW. Porém, desde 2011 tem-se denotado um abrandamento no crescimento do sector eólico, como mostra a Figura 3.6, devido a fatores como a quebra da economia do país, que por sua vez provoca um abrandamento nos incentivos à implantação destas centrais, assim como uma redução do consumo global de energia elétrica. Para se ter uma ideia, no ano de 2012 entraram em serviço 4 parques eólicos, nomeadamente os parques da Praia Norte com 2 MW, da Tocha com 8,49 MW, da Enefer I com 8 MW, e do Malhanito com 48 MW. Existiram ainda aumentos de capacidade instalada em vários parques, nomeadamente do Açor, Alto da Coutada, Alto Douro, Salgueiros-Guilhado e Terra Fria, totalizando um aumento de 47,5 MW [41]. Daqui se retira que em 2012 foram instalados em Portugal apenas 38,4% respectivos ao aumento médio anual presenciado de 2006 a 2012, com o fator de este valor ainda entrar na média calculada para este período.

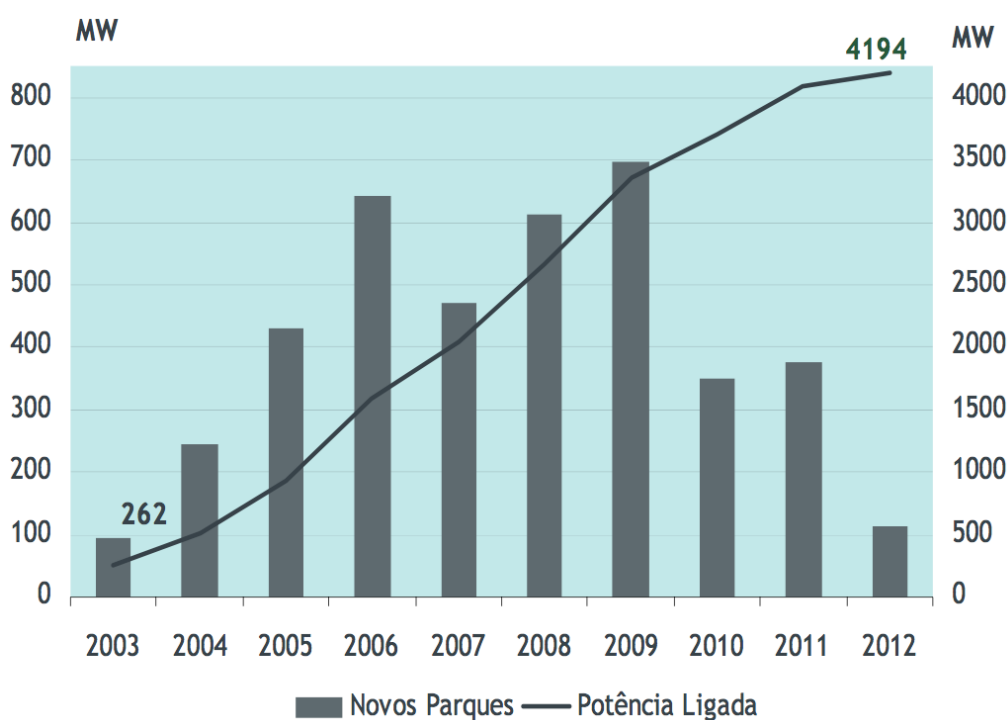


Figura 3.6: Evolução da capacidade instalada de energia eólica em Portugal [41]

Devido à situação geográfica, geomorfológica e hipsométrica de Portugal, a maior parte dos parques eólicos encontram-se situados em regiões montanhosas. Na Figura 3.7 constata-se que na recta final de 2013, Viseu era o distrito que mais potência instalada tinha em seu território, com 934,5 MW instalados, seguidos de Coimbra e Vila Real, com 599,5 MW e 589,9 MW. Nestes dois distritos estão ainda em vista a contratação e a construção de mais 22,6 MW e 69,1 MW, respectivamente. As duas principais cidades do país, Lisboa e Porto, têm uma capacidade de

358,6 MW e 79,1 MW instalada, respectivamente. Por sua vez os distritos de Portalegre e Évora não têm nenhum parque eólico instalado. Contudo, Portalegre tem em perspectiva a capacidade de 8,2 MW a ser posta em operação num futuro próximo. De notar que é na planície alentejana que existe menos investimento no sector eólico. Tal facto deve-se ao baixo potencial eólico da zona, quando em comparação com as regiões montanhosas do norte e centro de Portugal, assim como, em relação às zonas costeiras [42].

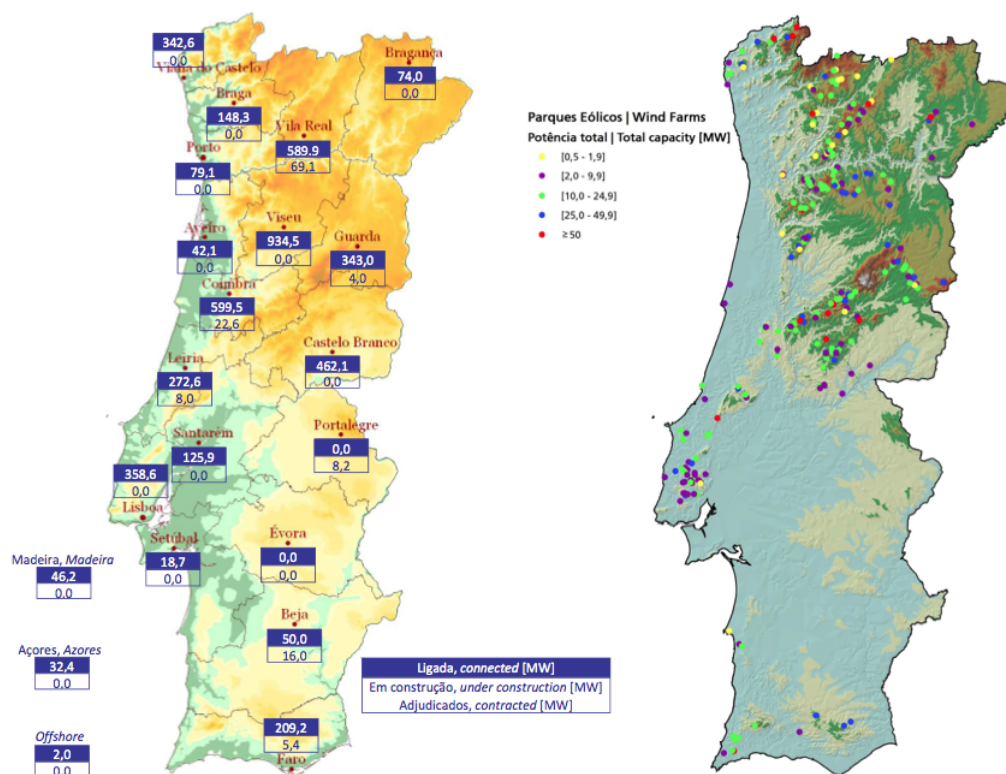


Figura 3.7: Capacidade instalada de energia eólica por distrito e enumeração dos parques eólicos instalados no fim de 2013, respectivamente [42]

3.2.2 Perspectiva Legislativa

Esta subsecção tem como intuito dar a conhecer o histórico da legislação portuguesa na área das energias renováveis e no sector eólico, assim como mostrar uma evolução temporal das condições de remuneração impostas aos produtores de energias alternativas. No entanto, não há intuito de aqui apresentar todas as variáveis e condicionantes relativas às fórmulas de cálculo da remuneração a receber pelo produtor, pelo que serão apresentadas na Subsecção 4.3.3.

3.2.2.1 Princípio Histórico

O histórico legislativo português no sector das energias renováveis teve início em 1988, com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio [43]. Este diploma teve como principal

objetivo o estabelecimento de normas respectivas à atividade de produção de energia elétrica pelo pequeno produtor, singular ou colectivo, de direito público ou privado. Segundo o Artigo 22.º deste decreto, os produtores independentes eram faturados mensalmente pela energia fornecida à rede, sendo o cálculo da remuneração dado pela Eq. 3.1.

$$\text{Remuneração} = 0,8 \cdot TP \cdot p' \quad (3.1)$$

A remuneração era baseada numa taxa mensal de potência da tarifa do nível de tensão imediatamente superior ao da interligação, TP , e no mínimo de dois valores de potência, p' . Por sua vez, p' é obtido através da Eq. 3.2, onde E_p é a energia mensal fornecida pelo produtor nos períodos de horas de ponta, E_{ch} é a energia mensal fornecida pelo produtor nos períodos de horas cheias, T_p é a duração mensal dos períodos tarifários de horas de ponta, e T_{ch} é a duração mensal dos períodos tarifários de horas de cheia.

$$p' = \min \left(\left(\frac{E_p}{T_p} \right), \left(\frac{E_p + E_{ch}}{T_p + T_{ch}} \right) \right) \quad (3.2)$$

Com o passar dos anos o documento tem sofrido alterações e atualizações, de modo que, se tornou no diploma legislativo específico de atividades que envolvam a produção de energia de origem renovável. Ao longo desta secção ir-se-á notar também, uma mudança drástica na expressão de cálculo da remuneração a receber pelo produtor, dada pela Eq. 3.1. Neste decreto é ainda notável a preocupação que Portugal tinha em mudar o panorama energético, com a inclusão de incentivos às alternativas energéticas, devido à dependência do país no que toca às importações de combustíveis fósseis.

Em 1995 foi publicado o Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho [44], com o objetivo de estabelecer as bases de organização do Sistema Elétrico Nacional (SEN). O SEN ficava assim compreendido entre dois sistemas distintos, nomeadamente o Sistema Elétrico de Abastecimento Público (SEP) e o Sistema Elétrico Independente (SEI). O SEI por sua vez envolvia o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV), a produção de energia em aproveitamentos hidroelétricos em centrais com uma potência aparente instalada até 10 MVA, a produção de energia a partir de fontes renováveis, à exceção das fontes hidráulicas, e a produção de energia em instalações de cogeração. Partindo deste princípio, nasce o Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de Novembro [45], de modo a serem estabelecidas as normas necessárias à atividade de produção de energia em aproveitamentos hidroelétricos com uma potência instalada até 10 MVA e a produção de energia a partir de fontes renováveis, à exceção dos aproveitamentos hidráulicos. Tal facto teve como resultado a primeira alteração no Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio.

Após o ano de 1995 o sector energético e o sector elétrico experimentaram várias alterações. No sector energético surgiu o mercado interno de energia, que introduziu intensas reformas liberalizadoras no modo de operação deste sector. No sector elétrico, por sua vez, foram introduzidas

políticas energéticas e ambientais mais rígidas, devido às crescentes preocupações com o meio ambiente. Surge assim no ano de 1999 uma nova atualização, designadamente o Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio [46], que visava dar resposta aos compromissos internacionais a que Portugal se viria a submeter, nomeadamente, na redução de gases com efeitos de estufa, como resultado da implantação do Protocolo de Quioto. Este diploma reorganizou o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, de modo a que ficassem bem definidas as disposições gerais, o estabelecimento de princípios e os direitos e deveres das entidades abrangidas. Verificou-se também, uma reformulação da expressão de cálculo da remuneração relativa à venda de energia elétrica proveniente de fontes renováveis, incorporando os benefícios ambientais proporcionados por estas centrais. Segundo o Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 168/99 a fórmula de cálculo da remuneração mensal a aplicar aos produtores de energia renovável, é dada pela Eq. 3.3, onde $KMHO_m$ é um coeficiente de modulação tarifária, $PF(VRD_m)$, $PV(VRD_m)$ e $PA(VRD_m)$ são a parcela fixa, a parcela variável e a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m . As variáveis IPC_{m-1} e IPC_{ref} são os índices de preços do consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês $m - 1$ e ao mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável, respectivamente. Por último, o parâmetro LEV representa as perdas nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

$$VRD_m = KMHO_m \cdot [PF(VRD_m) + PV(VRD_m) + PA(VRD_m)] \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{1 - LEV} \quad (3.3)$$

Por fim, de forma a garantir transparência de procedimentos e uma maior imparcialidade na abordagem aos diversos promotores, foram impostas alterações às ferramentas que contribuem para a definição dos pontos de interligação das centrais de energia.

3.2.2.2 Evolução Legislativa das Energias Renováveis

Embora Portugal tenha criado condições base para a exploração das energias renováveis, com os diplomas anteriormente mencionados, o seu propósito viu-se ameaçado devido à capacidade das redes do SEP para recepção da energia elétrica originária dos centros produtores do SEI. Aliado a isto, verificou-se que a meta de 39% imposta pela Diretiva 2001/77/CE [47], referente à eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no consumo bruto de eletricidade em 2010, era impossível de alcançar sem uma nova ponderação sobre a legislação em vigor até à data. Surgiu assim, em 2001, o Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro [48]. Este diploma teve como princípio a determinação das ferramentas legais que viriam a permitir a exploração mais eficiente dos recursos renováveis, através de pontos de recepção de energia que não ficassem aquém dos pedidos de entrega de energia elétrica desta natureza.

A entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro [49], deu à origem da segunda atualização ou alteração ao Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio. Este diploma foi criado no âmbito da necessidade da valorização local da disponibilidade dos recursos renováveis, em conjunto com a necessidade de se

verificar um ordenamento e gestão do território mais propício ao país. As energias em desenvolvimento neste período, como era o caso da energia solar, aparecem neste documento em evidência, onde lhes são facultadas as condições essenciais ao seu crescimento. Foram ainda introduzidas alterações no modelo de obtenção da remuneração a receber pelos fornecedores, diferenciando o seu cálculo por tecnologia constituinte da central, de forma que a Eq. 3.3 presente no Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, tomou a forma dada pela Eq. 3.4, no ano de 2001.

$$VRD_m = KMHO_m \cdot [PF(VRD_m) + PV(VRD_m) + PA(VRD_m) \cdot Z] \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{1 - LEV} \quad (3.4)$$

O coeficiente Z seria aplicado a todos os tipos de produção envolvidas no Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, sendo que para as centrais eólicas este coeficiente transitava entre cinco fases, diminuindo de fase para fase, consoante as horas de funcionamento do centro electroprodutor.

Em 2002 assistiu-se à aprovação do Protocolo de Quioto em Portugal. Este protocolo fez com que o país se compromettesse a limitar o aumento das emissões de gases com efeitos de estufa em 27%, em relação ao ano de referência de 1990. No ano 2003, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 13 de Março, veio instaurar novas políticas energéticas nacionais. Este documento autenticava um conjunto de objetivos para cada tipo de fonte renovável, de modo a serem cumpridos os compromissos efetuados por Portugal no âmbito do Protocolo de Quioto. Em 2004, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 171/2004, de 29 de Novembro, aprovou o Programa de Atuação para Reduzir a Dependência de Portugal face ao Petróleo. Como o nome do programa indica, Portugal encontrava-se numa situação de grande dependência no que toca aos combustíveis fósseis, do modo que esse panorama teria de ser alterado através da elevada inclusão de produção de cariz renovável. Apesar disso, os custos associados à estratégia adoptada por Portugal tinham valores incompressíveis, o que poderia implicar sérios problemas no plano orçamental e económico do país.

De modo a dar resposta ao mencionado no parágrafo anterior, entrou em vigor no ano de 2005, o Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro [50]. Este diploma teve como objetivo a adequação da estratégia de promoção da energia produzida a partir de fontes renováveis, à clara necessidade de reduzir os custos comportados pela aposta neste tipo de tecnologia. Tal facto levou à alteração de parâmetros relacionados com o cálculo da tarifa remuneratória, certificando a respectiva remuneração por um período suficiente, de forma a garantir a recuperação dos investimentos aplicados e a expectativa mínima de retorno económico da respectiva central. As alterações tiveram como base a imposição de dois limites ao regime de remuneração, sendo que, caso fosse atingido um desses limites, o regime de remuneração seria alterado para uma remuneração em regime de mercado. Por sua vez, o coeficiente Z apresentava neste momento o valor de 4,6 para o sector eólico, sendo este valor aproximadamente três vezes superior ao seu máximo valor no diploma precedente. Apesar de no Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, a expressão da tarifa remuneratória não ter sofrido alterações, saiu posteriormente o Documento de Retificação

n.º 29/2005, de 11 de Abril [51], que visou uma alteração nesse sentido. Como se verifica através da Eq. 3.5, o coeficiente $KMHO_m$ passaria apenas a modular a parcela fixa, $PF(VRD_m)$, e a parcela variável, $PV(VRD_m)$, da expressão.

$$VRD_m = [KMHO_m \cdot [PF(VRD_m) + PV(VRD_m)] + PA(VRD_m) \cdot Z] \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{1 - LEV} \quad (3.5)$$

3.2.2.3 Evolução Legislativa da Energia Eólica e do Sobreequipamento

Após o ano 2005, teve como origem o Programa Nacional para as Alterações Climáticas, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto, onde existe um reforço do que há muito vinha a ser dito acerca da aposta na promoção de energia proveniente de fontes renováveis. Com isto, o Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio [52], visa dar um passo em direção à concretização de um conjunto de normas relacionadas às energias renováveis previstas na estratégia nacional. Como por exemplo, as centrais de biogás encontraram-se entre as tecnologias às quais foi atribuído um coeficiente Z , criando condições para a sua instauração. Pode-se também verificar uma aposta na microprodução, dada pela criação de uma tarifa exclusiva para as centrais fotovoltaicas de microprodução. E por fim, foi criado o Observatório das Energias Renováveis (ObsER), com o intuito de acompanhar a instalação e a operação dos centros produtores convencionais e renováveis, de maneira a estes manterem uma gestão racional dos seus recursos. Nesse documento, é ainda possível observar o primeiro esforço legislativo no que toca à aplicação do conceito do sobreequipamento a uma central eólica. Segundo o Artigo n.º 3 do Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio, ficou definido que as centrais electroprodutoras eólicas, licenciadas ou em licenciamento, poderiam optar por elevar a sua potência instalada até um limite de 20% da capacidade de injeção atribuída na rede elétrica nacional. A expressão de cálculo da tarifa remuneratória aparece neste diploma na forma da Eq. 3.4, no entanto, tal facto correspondeu a um lapso, que foi posteriormente corrigido pelo Documento de Retificação n.º 71/2007, de 13 de Julho [53], retornando-a à forma apresentada na Eq. 3.5.

No ano de 2010 os objetivos do país em relação à sua modernização mantiveram-se, assim como o contínuo crescimento das preocupações ambientais, pelo que surgiram novas estratégias em Portugal para o aumento da produção elétrica através de fontes renováveis, assim como para a redução de importações. Como objetivos para o ano de 2020, o Governo português assumiu a responsabilidade de duplicar a capacidade instalada para produção de energia elétrica do país, sendo que 60% da energia produzida deveria ser gerada a partir de tecnologias renováveis. Uma das medidas que mostrava grande potencial para a concretização deste compromisso era o sobreequipamento de um parque eólico. O sobreequipamento foi introduzido no decreto precedente, porém, devido ao potencial exibido, foi posteriormente atualizado pelo Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de Maio [54]. O Artigo n.º 1 deste diploma baseia-se numa atualização do Artigo n.º 3 do Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio, que descreve o sobreequipamento como a instalação de novos aerogeradores num parque eólico, com o intuito de aumentar a sua capacidade instalada, até ao limite máximo de 20% da potência de injeção atribuída. O Governo visava assim permitir

um melhor aproveitamento da capacidade de injeção da rede elétrica de uma central, aumentando a potência fornecida nas horas em que a central se encontrava a produzir abaixo da capacidade máxima da rede, assim como diminuir os impactes ambientais e territoriais, que ocorreriam no caso da instalação de um novo parque eólico. As centrais eólicas deveriam ainda ser compostas por aerogeradores dotados de tecnologias com capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, ou *Fault Ride Through*, sendo este um grande passo na garantia da segurança e da fiabilidade aquando da sua operação. Esta propriedade evita a saída intempestiva de turbinas eólicas em grande escala aquando de um defeito na tensão, através de sistemas capazes de efetuar o seu controlo, por injeção de potência reativa na rede.

Em 2013 Portugal encontrava-se num patamar de referência no que diz respeito à utilização de energias renováveis, com o benefício da redução das emissões de gases com efeitos de estufa e da diminuição da dependência exterior em recursos energéticos importados. Nesse ano entrou em vigor o Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro [55], com o objetivo de implantar novos mecanismos no regime remuneratório aplicável às centrais eólicas, por forma a adequar a devida remuneração, consoante as características de cada central. Neste diploma é ainda dada aos promotores, a possibilidade de permanecerem remunerados sobre a tarifa garantida por um período adicional, no caso em que os titulares proponham uma redução dos seus ganhos ou no caso em que seja paga uma compensação, na medida em que, ao longo do tempo, sejam gerados benefícios para o SEN. Por sua vez, a Diretiva n.º 9/2013, de 26 de Junho [56], veio aprovar as regras de faturação e pagamento das compensações pelos titulares dos centros produtores, que sejam abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro. No decreto mencionado neste parágrafo ficou ainda definido que a tarifa remuneratória para os centros electroprodutores renováveis voltaria a ser dada pela Eq. 3.4.

Definido o conceito de sobreequipamento de um parque eólico, surgiu no presente ano, o Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de Junho [57], que introduz o conceito de energia adicional e energia do sobreequipamento. Segundo o Artigo 2.º, a energia adicional é considerada a energia ativa que resultar da utilização da potência adicional, correspondendo o valor máximo da potência adicional à diferença entre a potência instalada e a potência de ligação, excluindo-se a energia do sobreequipamento, quando exista. Sendo assim, nos casos em que o sobreequipamento seja impossível de realizar, torna-se possível maximizar a utilização da energia contida no vento, assim como maximizar a respetiva capacidade de produção de energia elétrica de cada parque eólico. Por sua vez, dá-se pelo nome de energia do sobreequipamento toda a energia ativa injetada na rede com origem, exclusivamente, nos novos aerogeradores do sobreequipamento. Com isto, é feita uma alteração à solução remuneratória a aplicar, sendo que a energia adicional e a energia do sobreequipamento passam a ser remuneradas por uma tarifa fixa, não actualizável, de 60 €/MWh. A solução remuneratória aplicada à restante energia manter-se-á intacta. O diploma em vigor permite ainda que sobreequipamento de um parque eólico possa ser gerido e interrompido pelo operador da rede a que se encontra ligado, desde que se cumpram certos pressupostos enumerados no decreto.

Capítulo 4

Projeto de um Parque Eólico

Um parque eólico pode ser descrito por um conjunto de aerogeradores que tem como objetivo o usufruto do recurso eólico, retirando a energia em si contida, para posterior conversão em energia elétrica. Para além dos aerogeradores, os elementos chave de um parque eólico são os acessos rodoviários, as infraestruturas elétricas e de comunicações, a estação de comando e a subestação. Normalmente as infraestruturas elétricas e de comunicações são implantadas junto aos acessos rodoviários, e têm como objetivo o transporte da eletricidade para a subestação, assim como o transporte de informação acerca do parque para o edifício de comando, respectivamente. A subestação é dotada de um transformador, de vários equipamentos elétricos e de uma linha aérea, de modo a que a energia elétrica possa ser entregue à rede elétrica nacional. O edifício de comando é composto por equipamento automatizado de comando e controlo, com o objetivo de manter o parque a funcionar normalmente, e não necessita de mão de obra humana, à exceção de supervisões pontuais que possam ocorrer [58]. A Figura 4.1 permite demonstrar as ligações elétricas base existentes num parque eólico.

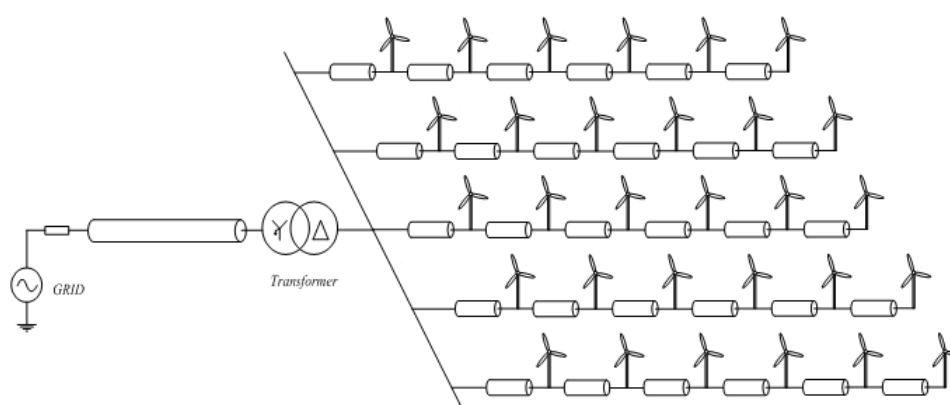


Figura 4.1: Ligação elétrica de um parque eólico

Com base na figura anterior, observa-se ainda que o parque eólico é composto por cinco *feeders*, ou seja, é composto por cinco cabos de alimentação, que transportam a energia produzida

pelos seis aerogeradores que cada *feeder* comporta. As ligações elétricas dos *feeders* são feitas a média tensão, sendo o objetivo do transformador, a transformação de energia para alta tensão. Normalmente os aerogeradores encontram-se assim distribuídos pelo parque, de modo a evitar elevadas correntes no seu esquema elétrico, que poderiam surgir com o aumento de aerogeradores por *feeder*, e com o aumento do cabo de alimentação.

O presente capítulo tem como objetivo dar a conhecer as principais etapas de planeamento de um projeto eólico, as principais implicações na rede nacional de energia, assim como os aspectos económicos-financeiros em que se encontra assente. Os motivos económicos são o motivo básico de qualquer investimento e no presente caso têm como base o ciclo de vida do parque, desde o planeamento até à desativação.

4.1 Estudo do Local de Implantação do Parque

4.1.1 Regime de Ventos Local

Um dos fatores de maior relevância no planeamento de um parque eólico consiste na avaliação do potencial eólico da área onde se pretende efetuar a instalação. As informações climáticas podem ser obtidas através de estações meteorológicas locais, de modo a perceber se é viável dar continuação ao projeto numa primeira fase. No entanto, para um estudo zonal de rigor deverão ser instalados vários anemómetros em posição estratégica na área em análise, de modo a registar dados temporais acerca da velocidade do vento.

O rigor do estudo do potencial eólico zonal vem em função da quantidade de dados recolhidos pelos anemómetros e pela qualidade das medições, de forma que estes dados servirão de alvo de estudo, de modo a que se consiga prever a produção de energia elétrica ao longo do tempo numa área específica, através do tipo de turbinas eólicas a implantar. Como observado, a energia produzida por uma turbina cresce exponencialmente com a velocidade do vento, o que significa que uma pequena variação deste parâmetro pode exercer um peso acentuado nas condições económicas de investimento. Tal facto pode levar a entidade exploradora do parque a abordar empresas consultoras especializadas que fazem a recolha de dados, por forma a minimizar o erro das medições [59, 60].

4.1.2 Características do local

A consideração da altitude e da topografia da área de implantação são essenciais na escolha do local de implantação, visto que podem condicionar a optimização da produção de energia elétrica do parque. A energia produzida por uma turbina eólica encontra-se dependente da densidade do ar envolvente. Devido à redução da densidade do ar com o aumento da elevação, quanto mais elevada se situar uma turbina em relação ao nível do mar, menor será a sua produção. Por sua vez, o estudo topográfico é necessário de modo a perceber como se distribuirão as turbinas no terreno, de maneira a não serem influenciadas por obstáculos ou mesmo por outras turbinas provocando o efeito de esteira. Normalmente as turbinas são colocadas na direção dos ventos predominantes,

porém, tal nem sempre é possível, tornando-se mais viável a instalação em locais estratégicos devido à topografia da área de implantação. Nesta fase deverá haver já informação suficiente para ponderar acerca do modelo de turbina a utilizar, tendo em conta o seu tamanho e potência.

Aquando da escolha do local é ainda de ter em conta a proximidade de infraestruturas de transmissão de energia elétrica de alta tensão, de modo a minimizar o custo total na construção deste tipo de linhas. Aliado a isto, deverá ser feita uma avaliação ao solo do terreno por forma a verificar se é possível a implantação das fundações das torres dos aerogeradores, assim como verificar a possibilidade da construção de acessos rodoviários práticos, de maneira a facilitar a entrada e saída de maquinaria pesada que a construção civil traz consigo. De facto, os vários componentes das turbinas são construídos em fábrica, contudo, a montagem final da turbina é feita apenas na área de implantação do parque, visto que o seu transporte como um todo de modo algum será viável. A construção do parque eólico constitui uma boa oportunidade para o crescimento regional, através da atribuição de empregos e crescimentos de negócios pontuais [59, 61].

4.1.3 Consideração do Efeito de Esteira

Na dinâmica dos fluídos denomina-se por efeito de esteira a região perturbada de fluido, provocada por um corpo sólido na sua travessia. Quando uma embarcação se move através da água, esta dispersa do local de origem criando uma ondulação, que se espalha a partir do corpo móvel até a sua energia se ter dissipado. Tal como as embarcações, as turbinas eólicas também provocam o efeito de esteira no seu meio envolvente, como se pode observar na Figura 4.2.

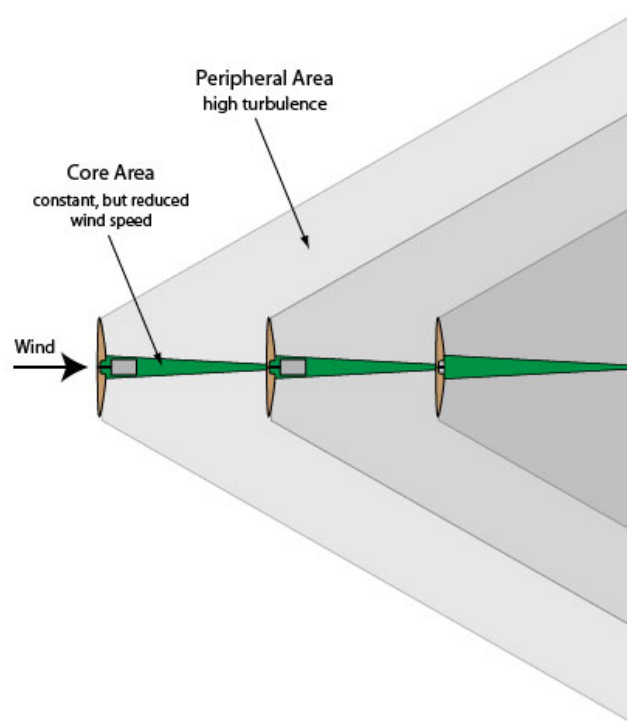


Figura 4.2: Efeito de esteira provocado por uma turbina eólica [62]

No contexto eólico designa-se por efeito de esteira o rasto de vento que abandona a turbina, após lhe ter sido retirada parte da energia que o movia. De notar que neste caso é o meio envolvente que atravessa o corpo sólido, ao contrário do que acontece com uma embarcação. A travessia do vento pela turbina tem como consequência um crescimento de turbulência no vento disperso pelas pás, assim como a redução da velocidade do vento, devido à extração de energia. Ora, se o vento que sai de uma turbina eólica vem com velocidade reduzida, logicamente que conterá uma menor energia do que o vento dominante ou não deformado. Tal facto constitui um problema no estudo do local de implantação das turbinas eólicas, de maneira a não haver um subaproveitamento da energia do vento, onde turbinas eólicas poderão ser afetadas pelo efeito de esteira originado por outras turbinas [63].

As perdas por efeitos de esteira podem ser reduzidas através da otimização da geometria do parque eólico, por meio do estudo de diferentes distribuições das turbinas no terreno, pela utilização de turbinas com diferente diâmetro, ou pelo aumento de espaçamento entre as turbinas. De facto, as turbinas deverão encontrar-se afastadas o máximo possível para um melhor aproveitamento de energia, no entanto, nem sempre é possível devido à utilização de uma maior área de terreno que necessita de financiamento, assim como problemas técnicos inerentes às infraestruturas elétricas do parque eólico. Normalmente, a distância mínima entre aerogeradores instalados na direção do vento dominante deve-se situar entre 5 a 9 vezes o diâmetro do rotor, e a distância mínima entre aerogeradores instalados na direção perpendicular à do vento dominante deve-se situar entre 3 a 5 vezes o diâmetro do rotor, como se verifica na Figura 4.3, onde D_T corresponde ao diâmetro. As perdas por efeito de esteira encontram-se geralmente na ordem dos 5%. [64].

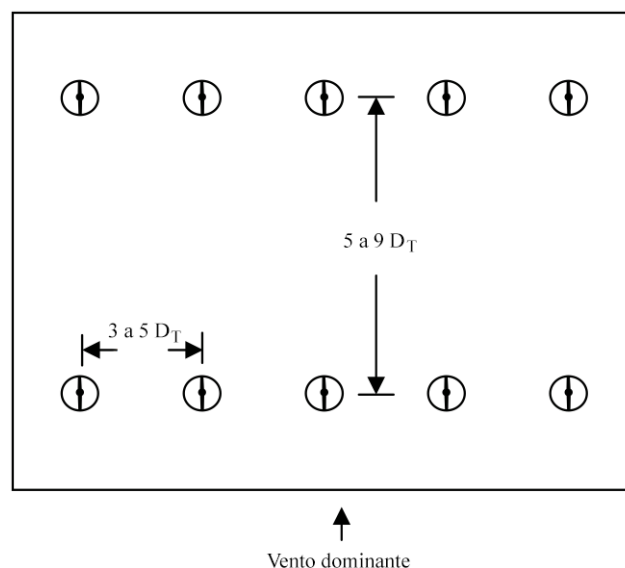


Figura 4.3: Esquema da disposição dos aerogeradores num parque eólico, por forma a minimizar as perdas por efeito de esteira

O efeito de esteira é um fator de extrema importância aquando do estudo do local de implantação das turbinas eólicas no terreno, no entanto, devido à consideração de um posicionamento ideal das turbinas, não foi aplicado na execução da presente dissertação.

4.2 Principais Impactos na Rede de Distribuição

Quando interligada à rede de distribuição, a produção eólica influencia negativamente a qualidade de serviço da rede, através da introdução de variações de tensão em regime estacionário e transitório, níveis de *flicker* e de harmónicos, assim como podem provocar o congestionamento nos ramos da rede.

As variações de tensão em regime estacionário e transitório são originadas por flutuações rápidas de produção. Estas variações no nível de produção ocorrem devido à consequente variação da velocidade do vento. Os ramos também se poderão ver congestionados devido a este fator.

Os níveis de *flicker* são originados por variações periódicas de tensão que ocorrem mais rápido do que variações instantâneas em regime estacionário. Normalmente os níveis de *flicker* são causados pela conexão e desconexão de aerogeradores, pelas variações do ângulo de ataque ao vento e do ângulo de *pitch*. Estes distúrbios não danificam componentes da rede de distribuição, no entanto, em redes fracas onde as variações de tensão são mais acentuadas, podem-se tornar num inconveniente para vários consumidores.

Por sua vez, os níveis de harmónicos são provocados pela introdução de ondas sinusoidais de corrente e de tensão na rede, a frequências que são múltiplas da frequência da rede. Estas ondas sinusoidais são produto da eletrónica de potência contida nas turbinas eólicas de velocidade variável. A medida do grau de distorção é dada pela distorção harmónica total, *THD*, expressa na Eq. 4.1, onde T é o tempo de ocorrência de harmónicos, n' é o número do harmónico, v'_n é o valor de tensão do harmónico n' , v_f é o valor da tensão nominal e HD'_n é a distorção harmónica causada pelo harmónico n' .

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n'=2}^{\infty} \frac{1}{T} \cdot \int_0^T v_n'^2 \cdot dt}}{\sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T v_f^2 \cdot dt}} = \sqrt{\sum_{n'=2}^{\infty} (HD'_n)^2} \quad (4.1)$$

Para a integração da produção eólica nas redes elétricas de energia é portanto necessário definir de forma objetiva e transparente um conjunto de regras, procedimentos e condições técnicas, de modo a que a rede seja explorada com a devida fiabilidade e qualidade de serviço [17, 65].

4.3 Análise Económico-Financeira

Na análise económico-financeira são considerados todos os custos e benefícios financeiros extraídos ao longo do ciclo de vida de parque, como se pode observar na Figura 4.4. Os custos são baseados no investimento, e na operação e manutenção do parque. Os custos de investimento

englobam fatores como a mão de obra, o material de construção civil, alterações territoriais, e material mecânico e elétrico. O custo de investimento é fortemente influenciado pelo elevado preço das turbinas eólicas. O custo de operação e manutenção do parque é dado em função do desgaste do parque ao longo do tempo, sendo necessário de modo a manter o bom funcionamento de todos os componentes. Os benefícios provêm da venda de energia elétrica à rede elétrica nacional.

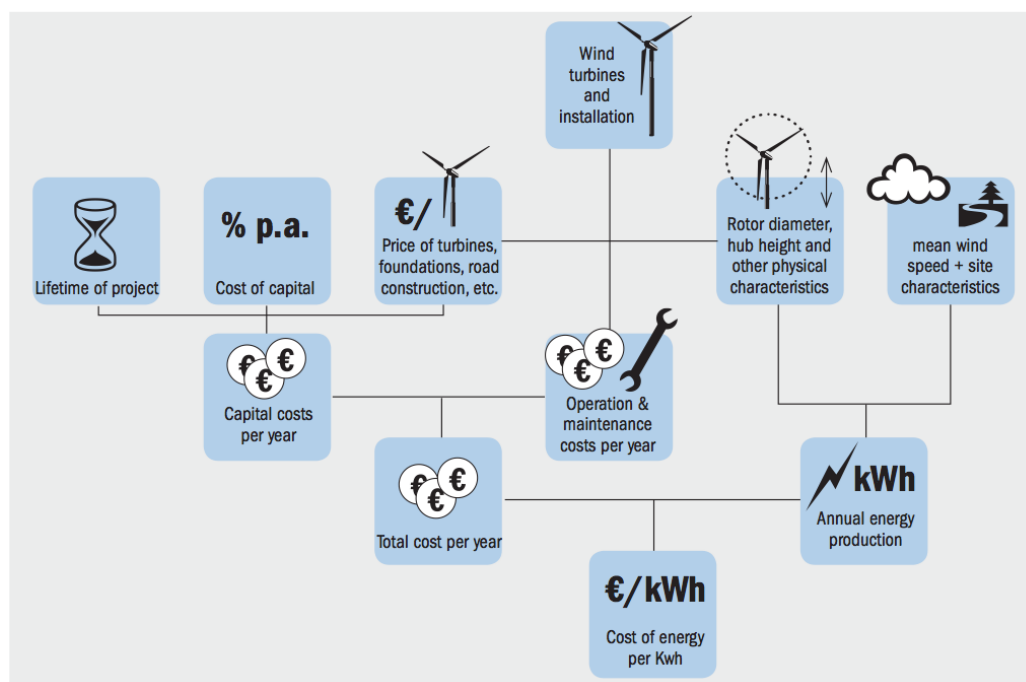


Figura 4.4: Os custos e os benefícios de um projeto de energia eólica [66]

A implantação de um parque eólico constitui um investimento com uma duração típica de 20 a 30 anos, sendo que no decorrer desses anos existem fluxos de caixa representativos dos custos e benefícios relacionados com o seu projeto. Tal é possível analisar com recurso a técnicas de matemática financeira, a serem apresentadas na Subsecção 4.3.4. Ainda, aquando a realização de um projeto, deverão ser clarificados economicamente diversos panoramas em que coexistem investimentos pontuais com diferentes rendimentos periódicos, com o objetivo de avaliar a sua viabilidade [23].

4.3.1 Custos de Investimento

Os custos iniciais de investimento num projeto de um parque eólico estão maioritariamente associados ao custo das turbinas eólicas a instalar. Porém, há outros fatores a ter em conta, nomeadamente, custos de terreno, controlo, infraestrutura elétrica para integração na rede, mão de obra, entre outros [23].

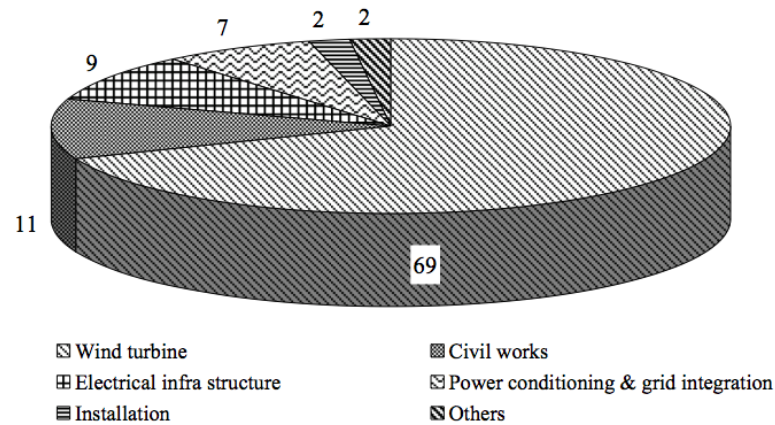


Figura 4.5: Divisão percentual do investimento inicial de um projeto eólico [23]

O *Wind Technologies Market Report*, elaborado em 2012 pela *U.S. Department of Energy*, contém um estudo acerca dos preços verificados nas turbinas eólicas até ao ano de redação. Nesse estudo é dito que entre 2000 e 2002 o preço médio das turbinas eólicas rondava os 700 \$/kW ou 522,4 €/kW, no entanto, este valor subiu mais de 100% até ao ano de 2008, onde o seu preço médio chegou a ser de aproximadamente 1500 \$/kW ou 1119,5 €/kW. As causas mais relevantes deste aumento foram, nomeadamente, a perda de valor do Dólar dos EUA em relação ao Euro, o aumento do preços de energia, um aumento na procura, assim como uma elevação na capacidade das turbinas eólicas. Assim sendo, nos EUA o custo médio da instalação de um parque eólico rondou o valor de 1940 \$/kW ou 1447,9 €/kW no ano de 2012. Na Figura 4.6 podem-se observar os custos de investimento individuais para um total de 118 projetos de parques eólicos instalados no mesmo ano. É ainda possível verificar a média dos custos de investimento organizada por capacidade a instalar no parque [67].

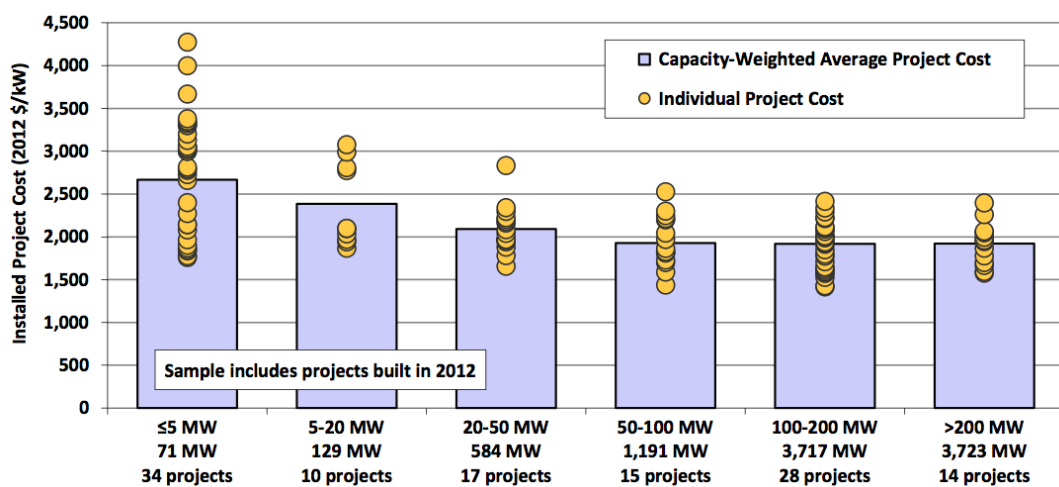


Figura 4.6: Custos iniciais de investimento para uma amostra de parques eólicos instalados nos EUA em 2012 [67]

Por outro lado, no relatório intitulado por *The Economics of Wind Energy*, redigido pela *European Wind Energy Organization* (EWEA) em Março de 2009, é apresentada a Figura 4.7, onde é caracterizado o investimento inicial de um projeto eólico por país no ano de 2006, e se observa que o custo inicial se situa entre 975 a 1350 €/kW. Este tipo de custos é menor na Dinamarca do que no resto dos países, sendo o único país cujo custo apresenta um valor inferior a 1000 €/kW. Em Portugal o custo situava-se nos 1175 €/kW. Tal valor será levado em conta aquando a execução dos trabalhos práticos acerca da viabilidade da implantação de um parque num dado local.

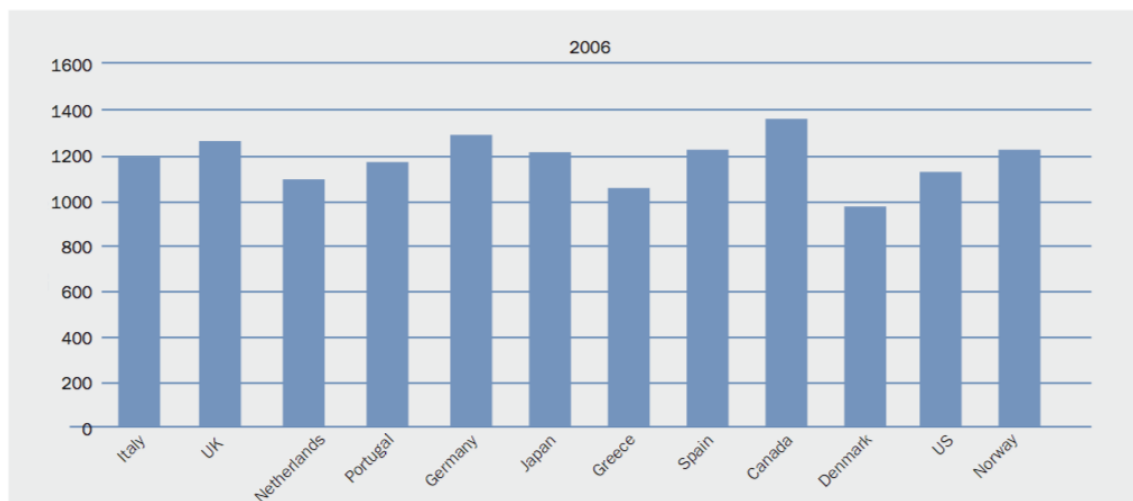


Figura 4.7: Custos iniciais de investimento para uma amostra de países no ano de 2006 [66]

Com base no mesmo estudo, verificou-se que o custo da recolha de dados do recurso eólico era cerca de 25 % superior em países como o Reino Unido, Espanha ou Alemanha, em relação aos custos apresentados na Dinamarca. Em relação a custos como a fundação das torres das turbinas ou a ligação à rede elétrica, observou-se que em Portugal o custo seria aproximadamente 32 % do custo total das turbinas, 24 % na Alemanha e 16 % na Dinamarca. Apesar dos dados mencionados, este tipo de custos é sempre de difícil previsão, sendo afetados por inúmeros fatores, tais como o panorama económico de cada país, a capacidade da turbina, o distanciamento à rede de distribuição, a natureza do terreno, entre outros [66].

4.3.2 Custos de Operação e Manutenção

Nas centrais elétricas convencionais, a maior porção dos custos de operação e manutenção ocorre devido a encargos com combustível e lubrificação, contudo, nas centrais eólicas o combustível é gratuito, pelo que os custos de operação e manutenção vêm-se fortemente agravados pela manutenção das turbinas eólicas, de modo a operarem sem qualquer inconveniente. Nos relatórios deste tipo de custo podem ainda verificar-se, custos de salários, rendas periódicas, e custos de novos materiais, com o propósito de substituição pelos mais desgastados.

Os custos de operação e manutenção de um parque representam uma parcela significativa dos custos totais, e podem variar substancialmente de projeto para projeto. Recentes análises indicam que um dos principais desafios da indústria de energia eólica ocorre devido a ações de manutenção não programadas e a saídas de serviço de componentes. Apesar da sua relevância, torna-se difícil obter dados de mercado disponíveis no domínio público sobre este tipo de custos em projetos reais, e mesmo quando acessíveis, é necessário cautela na sua análise, dadas as mudanças na tecnologia ao longo do tempo.

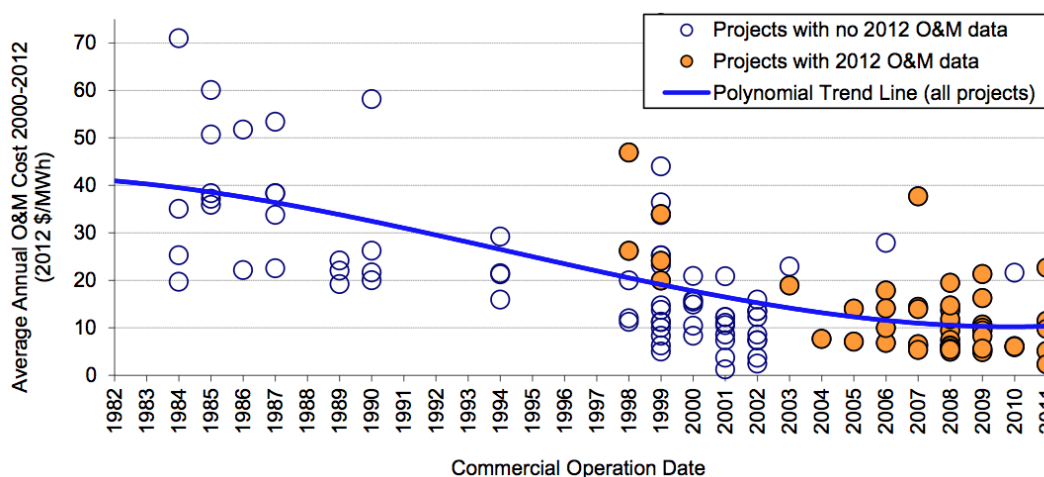


Figura 4.8: Custo anual da operação e manutenção de vários parques eólicos [67]

Segundo o *Wind Technologies Market Report*, regidido em 2012 pela *U.S. Department of Energy*, os custos de operação e manutenção são dados em função da energia produzida por um parque eólico. Com base na Figura 4.8, verifica-se que o custo médio de operação e manutenção tem sofrido uma redução ao longo dos anos. Nos anos 80 o custo médio rondava os 34 \$/MWh, ou 24,5 €/MWh, nos anos 90 rondava os 23 \$/MWh, ou 17,2 €/MWh, sendo que no fim da passada década desceu para os 10 \$/MWh, ou 7,5 €/MWh. O custo de operação e manutenção aumenta com a velhice dos componentes de um parque, devido a falhas cada vez mais regulares e à expiração de garantias, porém, devido aos avanços na sofisticação do material eólico, este tipo de custo tem tendência a diminuir com o passar do tempo, o que vem justificar a figura atrás apresentada.

No mesmo estudo é ainda mencionado que a EDP Renováveis teve custos de operação e manutenção na ordem dos 23,9 \$/MWh nos EUA, ou 17,8 €/MWh. É referido que estes custos se encontram divididos em três categorias, nomeadamente, fornecimento de serviços, 15,1 \$/MWh ou 11,3 €/MWh, custos com pessoal, 3,8 \$/MWh ou 2,8 €/MWh, e outros custos operacionais, avaliados em 5,1 \$/MWh ou 3,8 €/MWh. Estes exemplos servem para demonstrar uma ideia geral sobre os encargos que um investidor contrai na operação e manutenção de uma central, no entanto, os encargos relatados destes custos nem sempre são os mesmos de projeto para projeto [67].

4.3.3 Remuneração Aplicável a Centrais Eólicas

A presente dissertação foi desenvolvida com base no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, tendo o Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de Junho, entrado em vigor a meio da execução dos trabalhos a si associados. Assim sendo, as centrais renováveis que sejam abrangidas pelo Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, são remuneradas mensalmente pelo fornecimento de eletricidade entregue à RESP através da expressão dada pela Eq. 4.2. Como já foi mencionado na Subsecção 3.2.2, a variável $KMHO_m$ é um coeficiente de modulação em função do posto horário em que a energia elétrica tenha sido fornecida, $PF(VRD)_m$ é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m , $PV(VRD)_m$ é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m , $PA(VRD)_m$ é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m , Z é um coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada, IPC_{m-1} é o índice de preços do consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês $m-1$, IPC_{ref} é o índice de preços do consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável, e por último, LEV representa as perdas nas redes de transporte e distribuição evitadas pela central renovável.

$$VRD_m = KMHO_m \cdot [PF(VRD_m) + PV(VRD_m) + PA(VRD_m) \cdot Z] \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{1 - LEV} \quad (4.2)$$

A fórmula de cálculo da tarifa a receber pela entrega de energia elétrica à rede é composta por variáveis que necessitam de ser calculadas e por parâmetros previamente conhecidos, definidos no diploma em vigor. Os parâmetros conhecidos são o Z , o IPC_{m-1} , IPC_{ref} e o LEV , sendo que os restantes exigem fórmula de cálculo, à exceção do coeficiente $KMHO_m$, que poderá ser calculado ou mantido constante consoante a escolha do produtor. O coeficiente Z é aplicável a centrais eólicas, a centrais hídricas e a centrais fotovoltaicas, e apresenta valores distintos para cada tipo de fonte de produção aliado ao respectivo regime de operação anual. No Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, verifica-se que para o caso das centrais electroprodutoras eólicas o coeficiente Z assume o valor constante de 4,6. O índice de preços do consumidor é um índice que quantifica o valor de determinados bens de consumo em momentos díspares, sendo que estes variam com os hábitos consumistas da população. Por meio dos dados obtidos do índice de preços do consumidor ao longo do tempo, é possível calcular a taxa de inflação, que surge através da taxa de variação deste índice entre diferentes períodos. Tal facto é tido em conta no cálculo da tarifa através das variáveis IPC_{m-1} e IPC_{ref} . Por sua vez, o parâmetro LEV é definido pela potência instalada na central electroprodutora renovável e assume o valor de 0,015, no caso de centrais com uma potência instalada igual ou superior a 5 MW, e de 0,035, no caso de centrais com uma potência instalada inferior a 5 MW. As restantes variáveis são um pouco mais complexas de obter devido a certos detalhes envolventes descritos no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro [55]. De modo a explicitar estas nuances foram criadas as subsecções que se seguem.

4.3.3.1 Coeficiente de Modulação em Função do Posto Horário de Fornecimento

Segundo o Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, o coeficiente de modulação tarifária em função do posto horário de fornecimento de energia elétrica à rede pública traduz-se pela variável $KMHO_m$. Aquando o licenciamento de uma central renovável, torna-se imperativo que a entidade exploradora decida se opta por uma remuneração baseada neste coeficiente ou não, à exceção das centrais hídricas, onde a aplicação deste coeficiente é obrigatória. Para as centrais que não optem por este tipo de modulação, o coeficiente $KMHO_m$ assumirá o valor unitário, porém, caso este tipo de modulação seja utilizado, terá de ser calculado com auxílio da Eq. 4.3.

$$KMHO_m = \frac{KMHO_{pc} \cdot ECR_{pc,m} + KMHO_v \cdot ECR_{v,m}}{ECR_m} \quad (4.3)$$

Na expressão anterior observam-se cinco novas variáveis, nomeadamente, o fator $KMHO_{pc}$, que representa a modulação inerente à variável $ECR_{pc,m}$, sendo esta a eletricidade produzida pela central renovável nas horas de cheias e de ponta do mês m , o fator $KMHO_v$, que representa a modulação inerente à variável $ECR_{v,m}$, sendo esta a eletricidade produzida pela central renovável nas horas do vazio do mês m . Por fim, ECR_m é a eletricidade total produzida pela central renovável no mês m . Os parâmetros $KMHO_{pc}$ e $KMHO_v$ encontram-se definidos no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, e quando aplicados numa central de carácter renovável, à exceção das centrais hídricas, tomam os valores de 1,25 e 0,65 respectivamente. Relativamente aos períodos de hora legal, é fulcral ter em conta que no período legal de Inverno as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 8 e entre as 22 e as 24 horas do dia, sendo as restantes horas consideradas horas de cheias e de ponta. No período de hora legal de Verão, as horas vazias situam-se entre as 0 e as 9 e entre as 23 e as 24 horas do dia, sendo as restantes horas consideradas horas de cheias e de ponta [55].

4.3.3.2 Parcela Fixa

A parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis é representado pela variável $PF(VRD)_m$. O seu valor é calculado através da expressão dada pela Eq. 4.4, onde o Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro descreve $PF(U)_{ref}$ como sendo o valor unitário de referência correspondente à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção, cuja construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção. Este parâmetro é aplicado mensalmente e mantém um valor constante de 5,44 €/kW. A variável $COEF_{pot,m}$ é um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, no mês m , para a garantia de potência proporcionada pela rede pública, e $POT_{med,m}$ é a potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública no mês m .

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \cdot COEF_{pot,m} \cdot POT_{med,m} \quad (4.4)$$

O valor de $COEF_{pot,m}$ é dado pela divisão expressa na Eq. 4.5, onde a variável desconhecida, POT_{dec} , é a potência declarada pelo produtor aquando o licenciamento da central renovável.

$$COEF_{pot,m} = \frac{ECR_m}{576 \cdot POT_{dec}} \quad (4.5)$$

Por sua vez, o valor de $POT_{med,m}$ é dado pelo mínimo de dois valores de potência, nomeadamente POT_{dec} e a potência média mensal, cuja expressão é dada pela Eq. 4.6. O parâmetro desconhecido, NDM_m , é o número de dias do mês e toma o valor de 30 dias para todos os meses [55].

$$POT_{med,m} = \min \left(POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 \cdot NDM_m} \right) \quad (4.6)$$

4.3.3.3 Parcela Variável

A parcela variável, $PV(VRD)_m$, é expressa pela Eq. 4.7, onde $PV(U)_{ref}$ é o seu valor unitário de referência, e corresponde aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável. É um parâmetro aplicado mensalmente e tal como descrito no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, toma o valor de 0,036 €/kWh [55].

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \cdot ECR_m \quad (4.7)$$

4.3.3.4 Parcela Ambiental

A parcela da remuneração aplicável a centrais renováveis que vem tirar proveito dos efeitos não poluentes das energias renováveis é denominada por parcela ambiental, $PA(VRD)_m$. Esta parcela pode ser obtida através da fórmula dada pela Eq. 4.8, onde $ECE(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável e CCR_{ref} é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência. Estes dois parâmetros são constantes, como é possível observar no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, onde lhes foi fixado o valor de $2 \cdot 10^{-5}$ €/g e de 370 g/kWh respectivamente [55].

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \cdot CCR_{ref} \cdot ECR_m \quad (4.8)$$

4.3.4 Modelos de Avaliação Económica

Existem três métodos bastante utilizados na avaliação económica da viabilidade de um investimento num projeto, todos eles baseados em aspectos de matemática financeira. Os métodos são

nomeadamente, o método do Valor Atual Líquido (VAL), o método da Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), e o método do Período para Recuperação do Investimento (PRI). Para a utilização destes métodos é necessário ter em conta um lote de fatores associados a um período de tempo. No lote de fatores a considerar encontram-se o investimento a realizar, os benefícios obtidos, os custos contraídos, e o valor residual dos equipamentos, que é normalmente utilizado para o desmantelamento do parque. O VAL e o TIR são ótimos indicadores no domínio de comparação de projetos, de modo a analisar as opções mais viáveis. Por outro lado, o PRI deverá ser utilizado como um indicador de risco, essencialmente quando os projetos alternativos apresentam diferentes períodos de investimento [68].

4.3.4.1 Valor Atual Líquido

O método do Valor Atual Líquido, VAL, transporta todos os fluxos de caixa periódicos para a presente data. Os fatores necessários para o cálculo do VAL, dado pela Eq. 4.9, são os investimentos, as rendas a pagar ou a receber e o valor residual. Na expressão mencionada FC_t representa o fluxo de caixa no instante t , exibindo sinal negativo ou positivo caso o fluxo corresponda a um custo ou a um ganho respectivamente. O fluxo de caixa no instante em que t é nulo corresponde ao investimento inicial. Sendo assim, o VAL permite determinar como se comportarão os valores monetários com o tempo, admitindo uma taxa de atualização i .

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{-Investimento_t}{(1+i)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} + \frac{ValorResidual}{(1+i)^n} \quad (4.9)$$

Obtendo o valor do VAL analisa-se a viabilidade do projeto. Se o seu valor for positivo, então o projeto é economicamente viável, pois permite recuperar o investimento realizado na sua totalidade e ainda gerar benefícios financeiros. Se o VAL for negativo, o projeto é economicamente inviável, pelo que o investimento nunca será recuperado no tempo estipulado. A situação limite entre os dois casos anteriores ocorre quando o VAL apresenta um valor nulo, sendo que neste caso é recuperado o investimento, ou custo de oportunidade, no entanto não apresenta quaisquer benefícios financeiros.

4.3.4.2 Taxa Interna de Rentabilidade

Para a resolução do método da Taxa Interna de Rentabilidade, TIR, é necessário recorrer a um algoritmo iterativo, que tem como solução a taxa de atualização, i , ou a TIR , que equivale à recuperação total do investimento efetuado. Como tal é necessário resolver a expressão do VAL dada pela Eq. 4.9, em ordem à taxa de atualização, tendo em conta que o VAL é nulo. Sendo assim, através da Eq. 4.10 é possível calcular a taxa de rentabilidade que ao fim de n anos corresponde a um VAL igual a zero.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{-Investimento_t}{(1+i)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} + \frac{ValorResidual}{(1+i)^t} \quad (4.10)$$

O valor da taxa de atualização permite analisar os valores que esta poderá assumir, por forma a obter a remuneração do capital investido, de modo a tornar o projeto economicamente viável. Quando o valor da calculado da *TIR* for superior à taxa de atualização, o projeto é viável, sendo que quanto maior for a diferença entre as duas, maior será a robustez e segurança face aos riscos económicos a enfrentar.

4.3.4.3 Período para Recuperação do Investimento

O objetivo do método do Período de Recuperação de Investimento, PRI, é o cálculo do número de anos necessários para que o capital inicial investido seja recuperado, através dos fluxos de caixa gerados. O PRI visa responder à questão de quantos anos demoraria o projeto a ser pago na sua totalidade, para posterior geração de benefícios financeiros. Quanto mais rapidamente um projeto recuperar o investimento em si efetuado, mais atraente será do ponto de vista económico.

O PRI pode ser calculado por duas metodologias distintas, sendo uma delas matematicamente exata, e a outra matematicamente inexata. O método matematicamente exato consiste em reduzir os fluxos de caixa a uma renda equivalente, e observar qual o ano n que leva a que, à taxa de custo de oportunidade, a renda mantenha o equilíbrio com o investimento. O método matematicamente inexato reparte o valor capitalizado dos fluxos de caixa pelo número de anos do projeto, tal como se pode verificar na Eq. 4.11.

$$PRI = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{-Investimento_t}{(1+i)^t}}{\frac{1}{n} \cdot \left(\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} + \frac{ValorResidual}{(1+i)^n} \right)} \quad (4.11)$$

Capítulo 5

Procedimento

No presente capítulo pretende-se apresentar a metodologia desenvolvida ao longo dos trabalhos da dissertação, que tem como objetivo o estudo da viabilidade económica de um projeto eólico, que maximize a energia produzida através do seu sobreequipamento. A metodologia em exposição será constituída por fatores como a análise de dados do recurso eólico em vários locais, a influência do modelo de turbina a utilizar na produção de energia, o sobreequipamento e consequente limitação de potência a injetar na rede elétrica, aspectos legislativos em Portugal, e por último, uma visão sobre a perspectiva económico-financeira inerente à projeção de uma central deste tipo.

5.1 Apresentação de Dados

A recolha de dados do recurso eólico e a escolha adequada do modelo da turbina eólica são fatores que têm grande peso no momento da decisão da viabilidade económica de um projeto eólico. No presente caso, os dados foram previamente disponibilizados, e posteriormente tratados com recurso ao software *Matlab*, que serviu ainda de ferramenta para a implementação da metodologia desenvolvida e para o cálculo dos resultados obtidos.

5.1.1 Dados do Recurso Eólico

Os dados do recurso eólico disponibilizados contêm três séries anuais da velocidade do vento em sete regiões distintas de Rhode Island, nos EUA [69]. As séries anuais estão estruturadas no fuso horário *Coordinated Universal Time* (UTC) e divididas em períodos de 10 minutos entre 1 de Janeiro de 2004, e 31 de Dezembro de 2006.

A velocidade do vento foi medida a uma altitude de 100 metros em relação ao nível do mar. De notar que a direção do vento não se encontrava disponível no conjunto de dados fornecidos, pelo que foi considerado que se encontrava na direção ótima ao ângulo de ataque das pás da turbina. Na Figura 5.1 é possível observar a variação do vento nas regiões em análise, ao longo do primeiro dia da série respetiva ao ano de 2004.

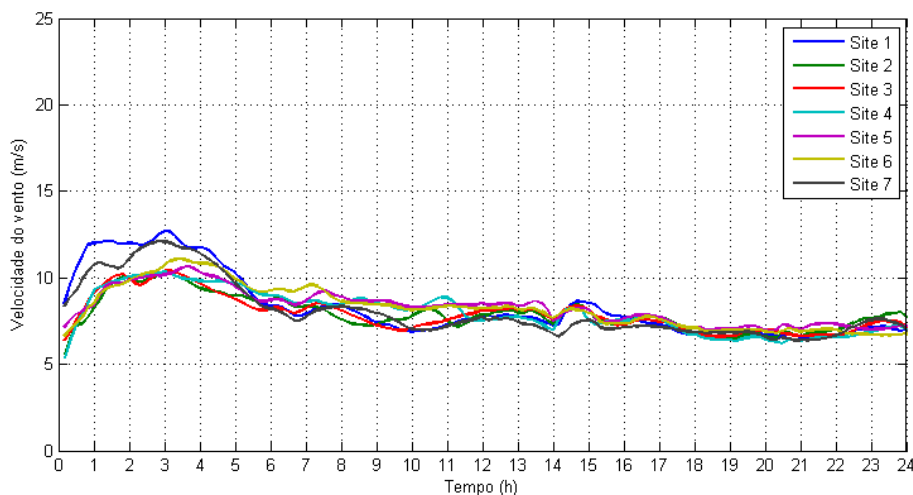


Figura 5.1: Variação do vento nos sete locais de Rhode Island, no dia 1 de Janeiro de 2004

Ainda em relação aos registos da velocidade do vento, verifica-se através da Figura 5.2, que a curva de duração anual apresenta nos sete locais de Rhode Island, uma forma bastante idêntica em todas as curvas. Porém, como já foi anteriormente referido, uma pequena variação de vento pode agravar ou exponenciar os benefícios económicos, devido à forma que a curva de potência das turbinas eólicas assume. Na Figura 5.2, é ainda observável a raridade com que o vento atinge velocidades excessivas, em que as turbinas se encontram a funcionar à sua potência nominal. Sendo assim, o conceito de sobreequipamento a inserir no presente problema, é uma ferramenta utilizada no sector eólico, com o objetivo de retirar mais partido dos momentos em que o vento se encontra a baixas e médias velocidades.

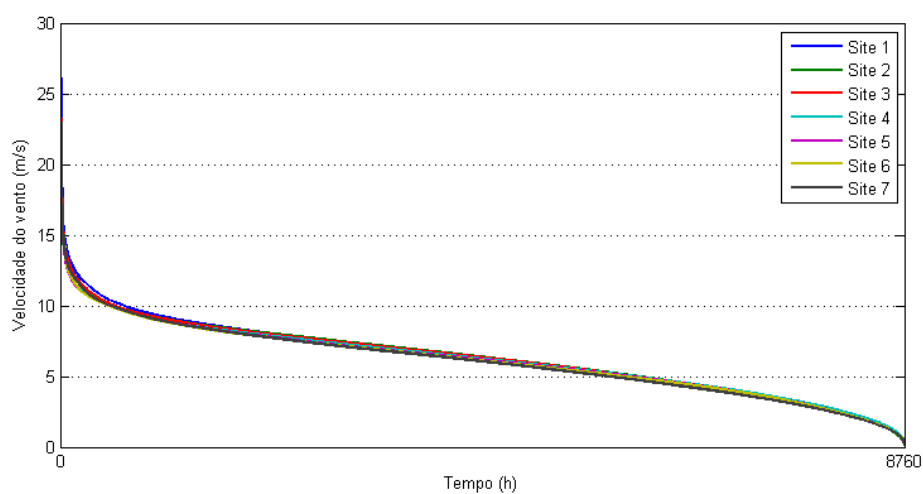


Figura 5.2: Curva de duração anual da velocidade do vento, nos sete locais de Rhode Island, em 2004

5.1.2 Modelo da Turbina Eólica

Os dados da curva de potência fornecidos consistem em pontos de potência em função da velocidade do vento, a um passo de 1 m/s. A turbina eólica a aplicar é um modelo normalizado, que segundo a fonte foi construído e otimizado através de vários modelos de turbinas disponíveis no mercado. Torna-se portanto impossível referenciar a marca e o modelo da turbina em uso, no entanto, é possível adiantar que na modelização disponível a potência é dada no sistema p.u., pelo que poderá ser utilizada ao nível de potência desejado através da sua transformação para unidades SI. A curva de potência construída através dos pontos fornecidos encontra-se na Figura 5.3.

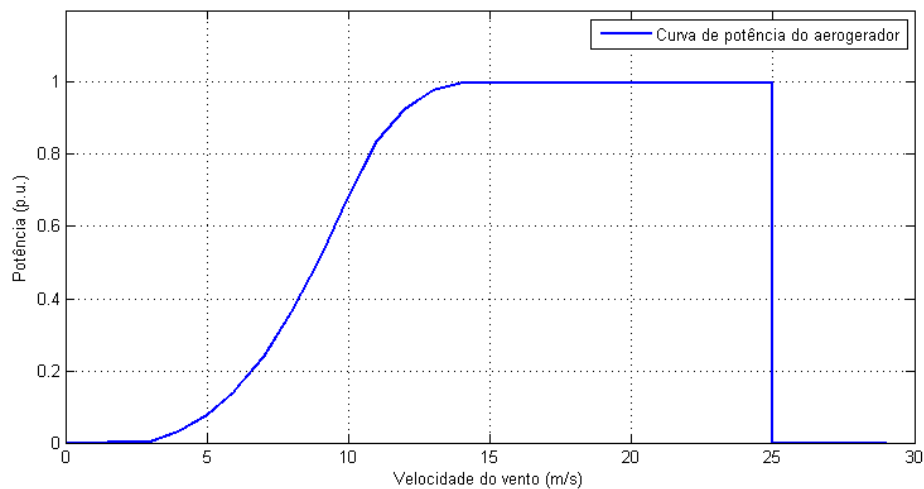


Figura 5.3: Curva de potência normalizada da turbina eólica a utilizar

5.2 Energia Produzida no Parque Eólico

A primeira parte da metodologia desenvolvida tem como objetivo principal o cálculo da energia produzida pelo parque com a imposição do limite de injeção de potência na rede elétrica. No esquema apresentado na Figura 5.4 encontram-se visíveis os meios utilizados de modo a atingir este fim. De notar que a potência de operação apenas variará consoante a velocidade do vento e a curva de potência característica da turbina, o que significa que fatores como a topografia do terreno, perdas por efeitos de esteira e obstáculos, não foram tidos em consideração.

Inicialmente começa-se por calcular a potência produzida respetiva a apenas uma turbina, em períodos e locais distintos. O cálculo da potência foi feito por interpolação linear e cobriu as três séries anuais de dados respetivos à velocidade do vento em sete localizações distintas. A interpolação permite construir um novo conjunto de dados a partir de um conjunto de dados pontuais previamente conhecidos, pelo que a potência de operação foi obtida através da associação dos dados de vento correspondentes a cada período à respetiva parcela de velocidade na curva de potência, retirando assim o valor desejado. Ao modo que a potência era calculada para os

vários instantes, um contador somava as ocorrências da velocidade do vento entre as velocidades características da turbina, ou seja, as ocorrências em que era inferior à velocidade de *cut-in*, as ocorrências entre a velocidade de *cut-in* e a velocidade nominal, as ocorrências entre a velocidade nominal e a velocidade de *cut-out*, e por último, as ocorrências em que o vento apresentava valores superiores à velocidade de *cut-out*.

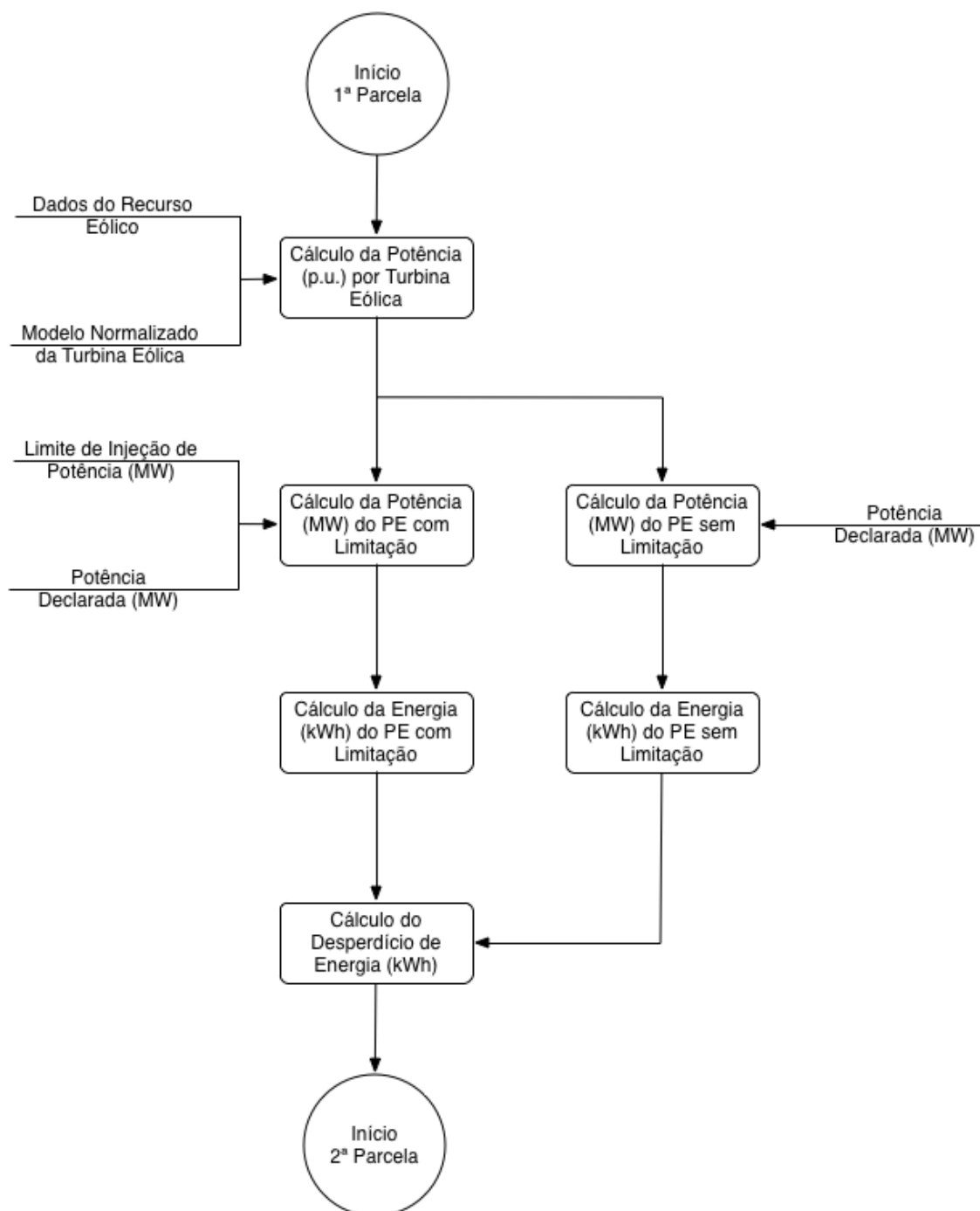


Figura 5.4: Esquema para obtenção da energia produzida no parque eólico

A potência de operação do parque eólico, sem imposição de qualquer limite, surge através da multiplicação da potência produzida por uma turbina eólica em p.u., pela potência declarada pelo produtor em MW, aquando do licenciamento da instalação. Posteriormente procede-se ao cálculo da potência do parque eólico com a imposição do limite de injeção na RESP. Segundo a Portaria n.º 243/2013, de 2 de Agosto, a reserva de capacidade de injeção é atribuída através da celebração de um contrato entre o Estado, ou a DGEG, e o promotor do parque eólico, onde lhe é ainda atribuído o ponto de recepção na RESP [70].

A potência elétrica é um parâmetro que expressa a quantidade de energia consumida ou produzida por unidade de tempo. Para calcular a energia produzida pela central eólica é necessário saber durante quanto tempo, em horas, é que esta esteve em operação, e a potência que debitou nos vários momentos. Logicamente que é através da potência com e sem limites que é calculada a energia produzida com e sem limites respetivamente. Ora, os dados do recurso eólico fornecidos têm um passo temporal de 10 minutos, pelo que é necessária a sua conversão para a unidade correta de modo a efetuar o cálculo. A energia é dada pela Eq. 5.1 e vem em kWh, daí a conversão da unidade temporal.

$$E = P \cdot t = P \cdot \frac{1}{6} \quad (5.1)$$

Por fim, facilmente se percebe que através da potência e da energia, com e sem limitação de injeção na rede, é possível obter o desperdício da energia contida no vento, que seria de possível conversão em energia elétrica e entregue à rede, caso a sua capacidade de injeção do parque eólico não estivesse limitada.

5.3 Tratamento de Dados Respetivos à Energia Produzida

De acordo com o Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, as centrais electroprodutoras renováveis são remuneradas segundo o regime VRD_m apresentado na Subsecção 4.3.3. Apesar disso, é descrito no diploma que a remuneração neste regime se encontra limitada a 33 GWh entregues à rede, por MW de potência de injeção na rede atribuído, até ao limite de 15 anos a contar desde o início do fornecimento de energia. Atingido este limite o regime de remuneração é alterado para regime de mercado [55]. Torna-se portanto necessária a contabilização da energia produzida pela central, de modo a impor o limite quantitativo, e fazer a adequada separação de remuneração. A Figura 5.5 mostra o esquema utilizado para o tratamento mensal e horário dos dados de energia previamente calculados, de modo a serem compatíveis com o cálculo da remuneração em regime VRD_m e em regime de mercado. É de salientar que neste passo foram consideradas quinze séries anuais compostas por cinco repetições das três séries anteriormente mencionadas.

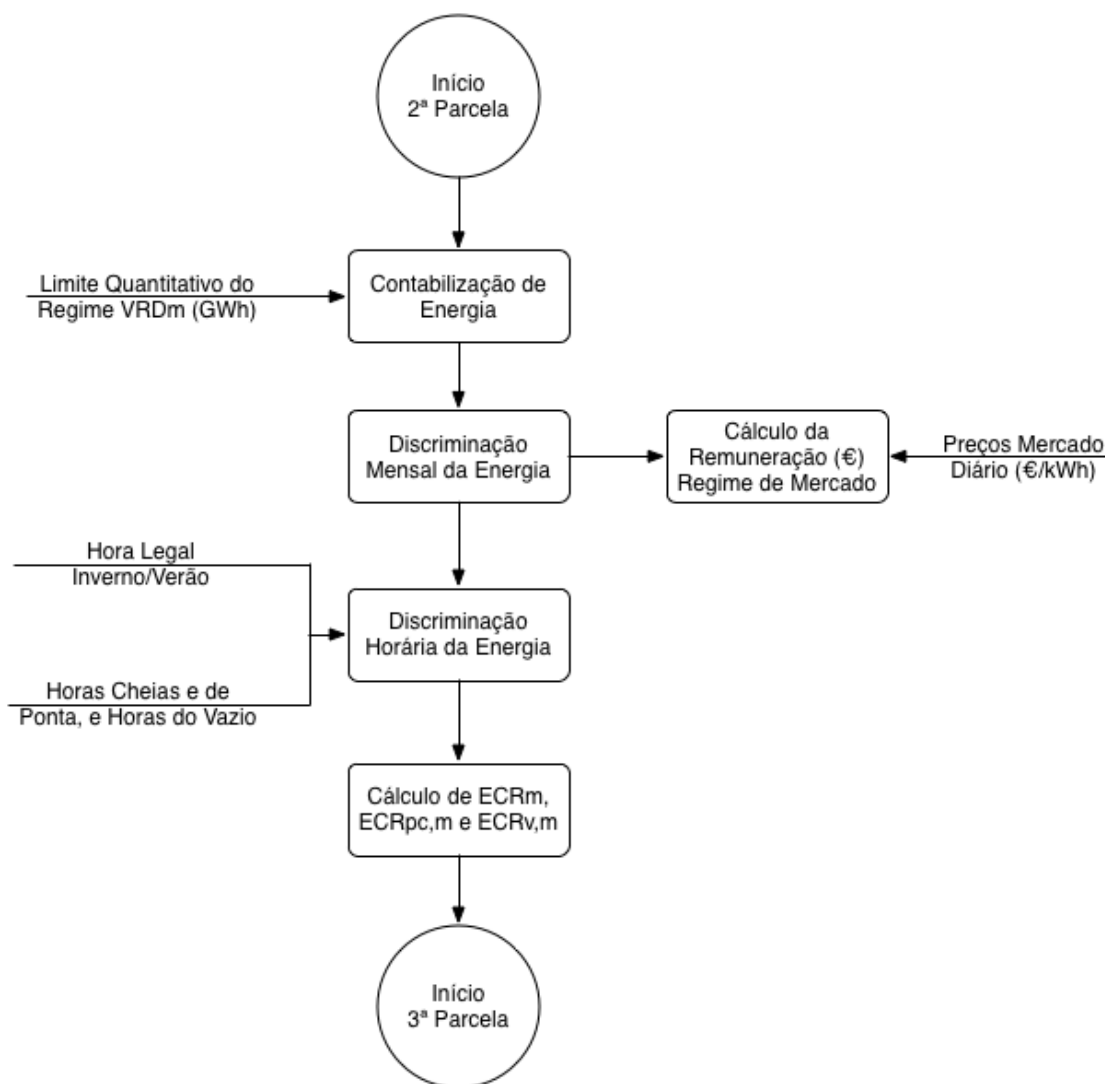


Figura 5.5: Esquema para o tratamento de dados respetivos à energia produzida

No período em que o regime VRD_m se encontra em vigor é necessária a obtenção das variáveis ECR_m , $ECR_{pc,m}$ e $ECR_{v,m}$, para posterior cálculo das parcelas da expressão dada pela Eq. 4.2. No entanto, para o cálculo destas três variáveis é necessária a discriminação mensal da energia produzida pelo parque, devido à aplicação mensal de VRD_m , e ainda, a discriminação da energia pelo horário em que foi produzida. Segundo o Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, no período de horal legal de Inverno, as horas vazias ocorrem entre as 22 e as 8 horas, sendo as restantes consideradas horas cheias e de ponta. Por outro lado, no período de hora legal de Verão, as horas vazias ocorrem entre as 23 e as 9 horas, sendo as restantes consideradas horas cheias e de ponta [55]. Na Tabela 5.1 é possível verificar as mudanças de hora legal em Portugal Continental, relativas aos anos das séries de vento em estudo [71].

Tabela 5.1: Mudança de hora legal em Portugal Continental [71]

Hora Legal	Data de início	Data final
Inverno	01/01/2004	28/03/2004
Verão	28/03/2004	31/10/2004
Inverno	31/10/2004	27/03/2005
Verão	27/03/2005	30/10/2005
Inverno	30/10/2005	26/03/2006
Verão	26/03/2006	29/10/2006
Inverno	29/10/2006	31/10/2006

Alcançados os limites respetivos ao regime VRD_m , a remuneração é alterada para regime de mercado. Para o cálculo da remuneração em regime de mercado foram consultados os preços médios mensais do mercado diário de energia elétrica em Portugal, entre os anos de 2009 e 2011, sendo submetidos a repetições se necessário. A variação dos preços utilizados foi consultada no sítio da internet da Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (ERSE), e encontra-se presente na Figura 5.6 [72].

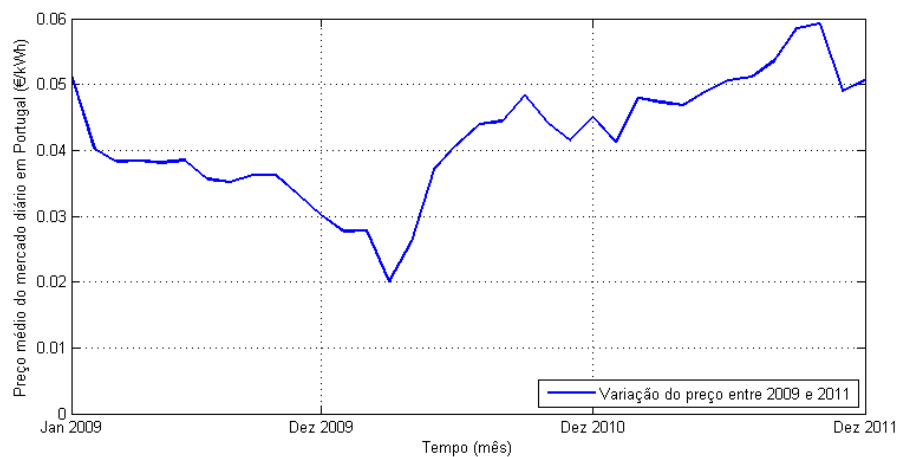


Figura 5.6: Variação do preço mensal médio do mercado diário de energia em Portugal, entre 2009 e 2011 [72]

5.4 Cálculo da Remuneração em Regime VRD_m

O presente passo, como se observa na Figura 5.7, consiste no cálculo da remuneração em regime VRD_m , para todos os meses das quinze séries anuais, e de todas as parcelas que lhe são inerentes. Estas parcelas necessitam do cálculo da variável ECR_m , porque são diretamente dependentes dela. As variáveis $ECR_{pc,m}$ e $ECR_{v,m}$ são ainda aplicadas no cálculo de $KMHO_m$, dado pela Eq. 4.3. De relembrar que a parcela fixa, $PF(VRD)_m$, é dada pela Eq. 4.4, a parcela variável, $PV(VRD)_m$, é dada pela Eq. 4.7, e a parcela ambiental, $PA(VRD)_m$, é dada pela Eq. 4.8.

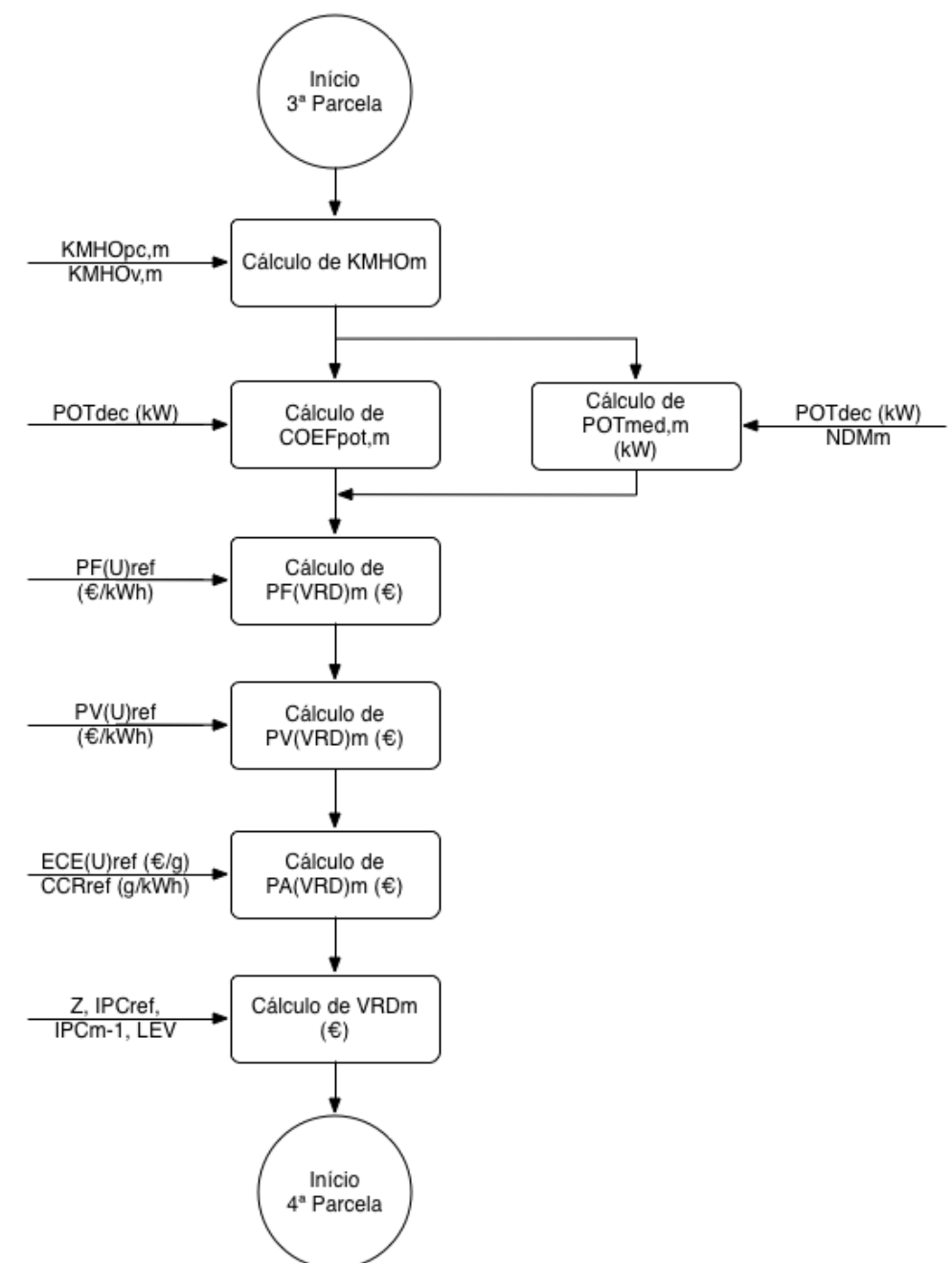


Figura 5.7: Esquema para o cálculo da remuneração em regime VRD_m

No ato de licenciamento o promotor tem a hipótese de optar acerca da modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO_m$ [55]. Tal fato significa que, caso os coeficientes $KMHO_m$ calculados tenham um valor médio inferior a 1 ao longo do investimento, a adesão a esta modulação não é benéfica economicamente, pois este coeficiente corresponde a uma taxa multiplicativa na expressão da remuneração. Sendo assim, a remuneração VRD_m é calculada com e sem a modulação tarifária, por forma a decidir sobre a utilização ou não deste coeficiente.

É ainda de relevar que o cálculo de VRD_m é dependente da consideração do índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente. O histórico de dados utilizado acerca desta variável encontra-se disponível no sítio da internet do Serviço Regional de Estatística dos Açores, SREA, e pode-se observar na Figura 5.8 [73]. Os restantes detalhes relativos à fórmula remuneratória podem ser consultados na Subsecção 4.3.3.

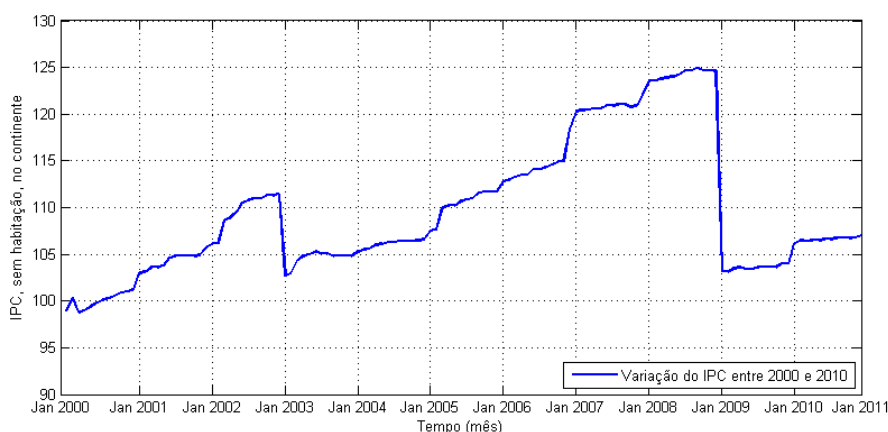


Figura 5.8: Variação do índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, entre 2000 e 2010 [73]

5.5 Decisão Económica

A decisão económica parte do resultado obtido com o cálculo das metodologias de avaliação financeira. Através da aplicação destas ferramentas em vários casos de estudo, é possível verificar quais as condições de projeto que mais se adequam ao melhor cenário económico possível. Os vários casos de estudo são compostos pela projeção de parques eólicos em diferentes regiões, assim como com diferentes potências declaradas. Posteriormente, com recurso ao caso base foram impostas várias variações tanto nas condições legislativas, como nos dados de entrada mais grosseiros, de modo a verificar a sua afetação na viabilidade económica do parque. Os estudos de sensibilidade foram efetuados através da não consideração do limite de injeção na rede elétrica e da não consideração dos limites remuneratórios existentes. Foram ainda testadas algumas possibilidades com variações nos dados de vento originais e no custo de investimento. A Figura 5.9 mostra os procedimentos necessários para se chegar a uma conclusão económica acerca de um certo caso.

Segundo o Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, é exigida às entidades detentoras das licenças de exploração dos parques eólicos o pagamento aos municípios, de uma renda mensal de 2,5% sobre a remuneração por si recebida [55]. Como tal, este valor deverá ser contabilizado para posterior cálculo dos fluxos de caixa anuais, assim como a remuneração anual obtida em regime VRD_m e em regime de mercado. O cálculo de fluxo de caixa tem ainda como entrada as variáveis da taxa de atualização, i , e o período de investimento, t .

Os fluxos de caixa têm como objetivo o cálculo do VAL e do TIR, porém tal não é possível sem a consideração dos custos de investimento inicial e dos custos de operação e manutenção. O custo de investimento foi retirado da Subsecção 4.3.1, sendo calculado através da sua multiplicação pela potência declarada. Os custos de operação e manutenção foram retirados da Subsecção 4.3.2, e podem ser obtidos através da sua multiplicação pela energia anual produzida no parque eólico. Por fim, é possível obter o cálculo do VAL e do TIR através do somatório de todos os fluxos de caixa, assim como do custo de investimento. O valor residual não foi aqui aplicado, pois considerou-se que seria utilizado nos custos de desmantelamento do parque eólico no fim do seu ciclo de vida.

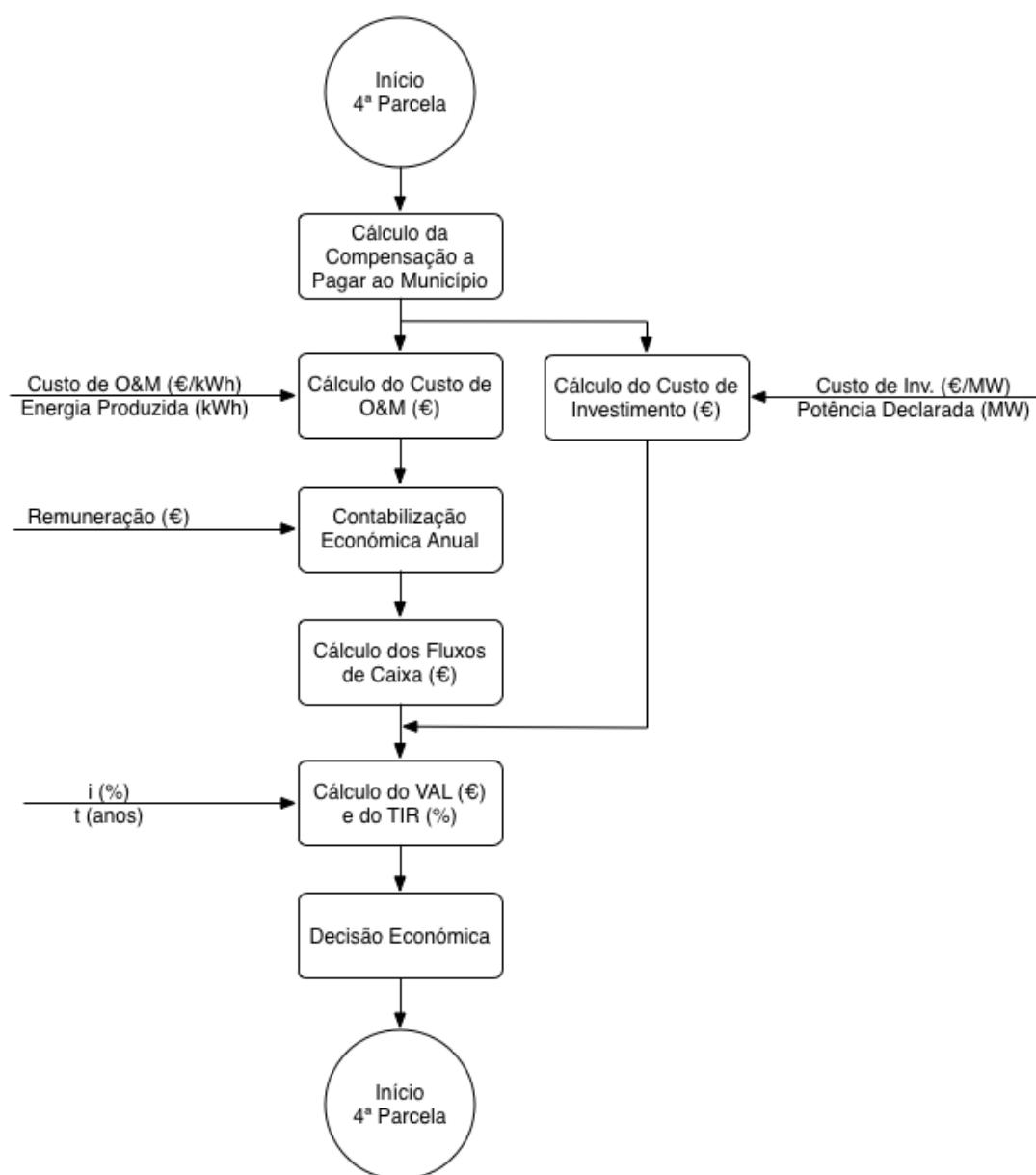


Figura 5.9: Esquema para o cálculo do VAL e do TIR

5.6 Reformulação da Remuneração Aplicável a Centrais Eólicas

A presente secção tem como objetivo dar seguimento ao estudo da fórmula da tarifa a receber pelos centros electroprodutores eólicos. Após a análise de todas as condicionantes que a Eq. 4.2 implica, observou-se que seria possível efetuar quatro aproximações distintas desta expressão. As aproximações proporcionam uma visualização da relação entre a remuneração e a energia total produzida pelo parque eólico, ECR_m . No entanto, em duas das aproximações é possível ainda relacionar a remuneração com a energia produzida pelo parque em horas cheias e de ponta, $ECR_{pc,m}$, e em horas do vazio, $ECR_{v,m}$.

5.6.1 Relação com ECR_m

Estas aproximações nascem da opção de escolha dada pela legislação em vigor, inerente ao coeficiente de modulação $KMHO_m$. Supondo que o produtor não opta pela opção tarifária abrangida pelo coeficiente de modulação, este toma o valor 1, e a expressão em regime VRD_m assume a forma dada na Eq. 5.2.

$$VRD_m = [PF(VRD_m) + PV(VRD_m) + PA(VRD_m) \cdot Z] \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{1 - LEV} \quad (5.2)$$

A parcela fixa, ou $PF(VRD)_m$, é obtida da substituição das Eq. 4.5 e 4.6 na Eq. 4.4. De relembrar que o valor de referência da parcela fixa, $PF(U)_{ref}$ tem o valor de 5,44 €/kW, e o parâmetro relativo ao número de dias do mês, NDM_m , assume o valor de 30 dias.

$$PF(VRD)_m = \left(5,44 \cdot \frac{ECR_m}{576 \cdot POT_{dec}} \cdot \min\left(POT_{dec}, \frac{ECR_m}{24 \cdot 30}\right) \right) \quad (5.3)$$

A parcela variável, ou $PV(VRD)_m$, e a parcela ambiental, ou $PA(VRD)_m$, dadas pelas Eq. 4.7 e 4.8 respectivamente, tomam a forma apresentada abaixo. Para estas parcelas sabe-se que $PV(U)_{ref}$, $ECE(U)_{ref}$ e CCR_{ref} têm os valores constantes de 0,036 €/kWh, $2 \cdot 10^{-5}$ €/g e 370 g/kWh respectivamente.

$$PV(VRD)_m = 0,036 \cdot ECR_m \quad (5.4)$$

$$PA(VRD)_m = 2 \cdot 10^{-5} \cdot 370 \cdot ECR_m \quad (5.5)$$

Daqui se retira que a remuneração sem o coeficiente de modulação $KMHO_m$ pode ser calculada através da expressão dada pela Eq. 5.6. De notar que o parâmetro Z assume o valor de 4,6, e o

parâmetro LEV assume o valor de 0,015 devido à consideração de uma potência instalada superior a 5 MW.

$$VRD_m = ECR_m \cdot \left[\left(5,44 \cdot \frac{1}{576 \cdot POT_{dec}} \cdot \min \left(POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 \cdot 30} \right) \right) + 0,036 + (2 \cdot 10^{-5} \cdot 370) \cdot 4,6 \right] \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{1 - 0,015} \quad (5.6)$$

Todavia, a Eq. 5.6, pode ser aproximada admitindo a igualdade das variáveis IPC_{m-1} e IPC_{ref} , que tem como consequência a não atualização da remuneração imposta por este índice. Através da escolha do valor mínimo da variável $POT_{med,m}$, é possível observar nas expressões dadas pelas Eq. 5.7 e 5.8, as aproximações obtidas para a remuneração em regime VRD_m .

$$VRD_m = ECR_m \cdot 0,0800028 \quad (5.7)$$

$$VRD_m = ECR_m \cdot [0,0000133 \cdot \frac{ECR_m}{POT_{dec}} + 0,0695583] \quad (5.8)$$

De notar que o calculo da remuneração através da Eq. 5.7 diz respeito a uma aproximação da remuneração por excesso, devido à escolha de POT_{dec} como o valor mínimo de potência média disponibilizada pela central, o que não corresponde à realidade. No entanto é possível aqui relevar a dependência da remuneração em regime VRD_m , na energia total produzida mensalmente pelo parque, ECR_m .

5.6.2 Relação com $ECR_{pc,m}$ e $ECR_{v,m}$

Para as seguintes aproximações partiu-se do princípio que o produtor opta pela modulação tarifária imposta pelo coeficiente de modulação $KMHO_m$. Assim sendo, a expressão em regime VRD_m assume a forma original dada na Eq. 4.2. Sabendo que $KMHO_{pc}$ e $KMHO_v$ tomam os valores de 1,25 e 0,65 respetivamente, a expressão dada pela Eq. 4.3 assume a forma que se segue.

$$KMHO_m = \frac{(1,25 \cdot ECR_{pc,m} + 0,65 \cdot ECR_{v,m})}{ECR_m} \quad (5.9)$$

Daqui se retira que a remuneração com o coeficiente de modulação $KMHO_m$ pode ser calculada através da expressão dada pela Eq. 5.10.

$$\begin{aligned}
VRD_m = & (1,25 \cdot ECR_{pc,m} + 0,65 \cdot ECR_{v,m}) \cdot \\
& \cdot \left[\left(5,44 \cdot \frac{1}{576 \cdot POT_{dec}} \cdot \min \left(POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 \cdot 30} \right) \right) + 0,036 + (2 \cdot 10^{-5} \cdot 370) \cdot 4,6 \right] \cdot \\
& \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{1 - 0,015} \quad (5.10)
\end{aligned}$$

Tal como na Subsecção 5.6.1, a Eq. 5.10, pode ser aproximada admitindo a igualdade das variáveis IPC_{m-1} e IPC_{ref} , e através da escolha do valor mínimo da variável $POT_{med,m}$. Nas expressões dadas pelas Eq. 5.11 e 5.12 é possível observar as aproximações obtidas.

$$VRD_m = (1,25 \cdot ECR_{pc,m} + 0,65 \cdot ECR_{v,m}) \cdot 0,0800028 \quad (5.11)$$

$$VRD_m = (1,25 \cdot ECR_{pc,m} + 0,65 \cdot ECR_{v,m}) \cdot \left[0,0000133 \cdot \frac{ECR_m}{POT_{dec}} + 0,0695583 \right] \quad (5.12)$$

Com a inclusão do coeficiente $KMHO_m$ é possível observar a dependência da remuneração em regime VRD_m , na energia produzida mensalmente pelo parque em horas cheias e de ponta, $ECR_{pc,m}$, e nas horas do vazio, $ECR_{v,m}$. Contudo, facilmente se compreende que $ECR_{pc,m}$ e $ECR_{v,m}$ são proporcionais a ECR_m , na medida em que todos os dias do mês são compostos por 14 horas cheias e de ponta e por 10 horas cheias do vazio. Sabendo que a produção de energia eólica é independente do momento a que é produzida, é possível verificar a relação dada na Eq. 5.13.

$$\begin{cases} ECR_{pc,m} = 14/24 \cdot ECR_m \\ ECR_{v,m} = 10/24 \cdot ECR_m \end{cases} \quad (5.13)$$

Através desta consideração, as Eq. 5.11 e 5.12 assumem a forma dada nas expressões apresentadas nas Eq. 5.7 e 5.8 respetivamente, de onde se salienta a equivalência existente entre os parâmetros $ECR_{pc,m}$ e $ECR_{v,m}$, e ECR_m , que corresponde a ter um $KMHO_m$ unitário. Aliado a este fator encontram-se as conclusões retiradas na Subsecção 5.6.1, referentes à dependência de VRD_m na variável ECR_m .

Apesar da linearidade verificada, esta aproximação não pode ser utilizada aquando da avaliação económica de um parque eólico, no caso em que o produtor opta pelo coeficiente de modulação tarifária $KMHO_m$. Tal fato ocorre devido à energia produzida pelo parque nunca ser igualmente repartida pelos dois horários de produção. Isto implica que a remuneração seja obtida através da Eq. 5.10.

Capítulo 6

Testes e Resultados

A implementação de um parque eólico é baseada no seu prévio planeamento, que tem como objetivo a análise de fatores como o regime de ventos e a topografia do local de implantação, a quantidade e disposição das turbinas eólicas no terreno, a consequente energia produzida, os custos e benefícios económicos, diplomas legislativos em vigor, impactos sociais e ambientais, montagem elétrica, construção civil e transporte de peças para o terreno, entre outros. No entanto, é importante relembrar que o principal objetivo desta dissertação baseia-se na decisão sobre a potência a instalar num parque eólico sobreequipado, admitindo um cenário onde a injeção de potência na rede seja limitada pela capacidade receção de potência no ponto de entrega. Sendo assim, o estudo recaiu sobre este assunto, não sendo analisados fatores como perdas por efeito de esteira ou topografia, dimensionamento elétrico e impactos ambientais, entre outros.

6.1 Considerações Iniciais

Para além das variáveis anteriormente apresentadas, como as séries de vento, a curva de potência da turbina eólica, valores constantes da expressão remuneratória em regime VRD_m , preço médio mensal da energia produzida em regime de mercado e a variação do índice de preços no consumidor ao longo do tempo, é ainda necessária a escolha do valor de alguns parâmetros inerentes ao projeto do parque.

A potência declarada do parque tem como base o valor de 20 MW, assim como a capacidade de injeção de potência na rede elétrica nacional. Como tal, foram instalados 10 aerogeradores de 2 MW nas 7 localizações distintas, com a curva de potência normalizada apresentada na Subsecção 5.1.2. É a partir do valor de 20 MW que o parque eólico será sobreequipado. Porém, aquando do sobreequipamento de um parque, é necessária a consulta da legislação em vigor, de modo a verificar os termos em que esta ferramenta de maximização de energia pode ser aplicada.

O Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de Maio, que surgiu na sequência do Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio, define o sobreequipamento de um parque eólico como a instalação de novas turbinas eólicas, por forma a que a potência instalada na central seja superior ao limite de injeção de potência na rede. No entanto, é ainda definido no mesmo diploma que o parque apenas

pode ser sobreequipado até um limite de 20% da capacidade de injeção a si atribuído, o que se traduz num possível sobreequipamento de 2 ou 4 MW, através da inclusão de 1 ou 2 turbinas às 10 anteriormente mencionadas. A Tabela 6.1 mostra as várias combinações de potência possíveis para o parque eólico.

Tabela 6.1: Diferentes combinações de potência instalada a considerar no parque eólico

Nº Turbinas do Parque Eólico	Nº Turbinas de Sobreequip.	Potência Declarada (MW)	Potência de Sobreequip. (MW)	Cap. de Injeção (MW)
10	-	20	-	20
11	1	22	2	20
12	2	24	4	20

6.2 Potencial Eólico Zonal

O primeiro teste consiste na avaliação do potencial eólico das séries de vento de Rhode Island, por forma a observar qual o local que proporciona o recurso eólico mais vantajoso, sem a consideração do sobreequipamento. Sendo assim, na Figura 6.1 pode-se verificar a energia total produzida pelos parques eólicos ao longo de 3 anos respeitantes às séries disponibilizadas, tendo em conta uma potência total instalada de 20 MW.

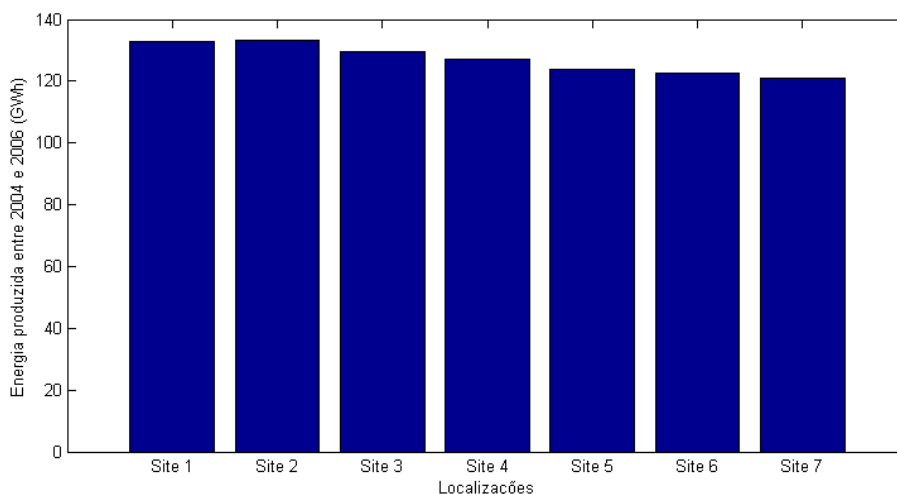


Figura 6.1: Energia possível de produzir nos sete locais de Rhode Island, entre 2004 e 2006

Através da Figura 6.1 observa-se que a 1ª e 2ª localização, ou o Site 1 e Site 2 respetivamente, são os parques que proporcionam mais energia à rede a uma potência de 20 MW. Daqui se retira que estas duas regiões representam os dois locais mais promissores para o estudo económico pretendido, pois preenchem um dos requisitos necessários à execução do presente trabalho, através da maximização de energia produzida.

É de salientar que em termos gráficos, à primeira vista, a diferença de energia produzida nos diferentes locais não adquire grande relevância. No entanto, em termos quantitativos energéticos pode-se afirmar que a diferença entre a melhor e a pior produção, proporcionadas pelo Site 2 e 7 respetivamente, é de 12,6 GWh, o que constitui uma diferença bastante acentuada. Aliado a isto, a consideração de 15 séries anuais ainda contribuirá mais esta disparidade energética, devido às repetições das séries originais que o estudo englobará, assim como com o sobreequipamento dos parques.

6.3 Caso de Estudo do Site 1

Esta secção tem como objetivo a avaliação energética e a avaliação económica de um parque eólico e das suas diferentes configurações, através dos dados do recurso eólico presenciado no Site 1. A avaliação energética recairá sobre a potência de operação e consequente energia produzida no parque, assim como o desperdício de energia devido à limitação de injeção de potência na rede. A avaliação económica inicialmente recairá sobre as remunerações em regime VRD_m e em regime de mercado, para posterior avaliação através metodologias de matemática financeira, nomeadamente o VAL e o TIR.

6.3.1 Avaliação Energética

Como anteriormente mencionado, as turbinas a utilizar têm uma potência nominal de 2 MW. A sua curva de potência pode-se observar na Figura 5.3. A energia total produzida no Site 1 por uma turbina deste tipo, entre 2004 e 2006, é apresentada na Tabela 6.2.

Tabela 6.2: Produção anual de energia elétrica de uma turbina eólica de 2 MW no Site 1

Ano	Energia Anual Produzida por Turbina Eólica (kWh)
2004	4.317.162,96
2005	4.325.351,11
2006	4.624.537,87

Na Tabela 6.3 é apresentada a energia anual produzida no Site 1, considerando agora todos os casos de estudo, isto é, os conjuntos de 10, 11 e 12 turbinas, por forma a perfazer os 20, 22 e 24 MW de potência instalada no parque. De notar que não foi aqui considerado o limite de capacidade de injeção imposto pela rede elétrica, pelo que como seria de esperar, a energia produzida no parque é diretamente proporcional ao número de aerogeradores no parque.

Tabela 6.3: Produção anual de energia elétrica nos diferentes casos de estudo do Site 1, sem limites de injeção na rede

Ano	Energia Produzida (kWh)		
	20 MW	22 MW	24 MW
2004	43.171.629,67	47.488.792,63	51.805.955,59
2005	43.253.511,18	47.578.862,30	51.904.213,42
2006	46.245.378,79	50.869.916,67	55.494.454,55

Todavia, o limite de capacidade de injeção na rede elétrica é uma realidade que necessita de consideração. Na Figura 6.2 são apresentadas as curvas de potência do parque eólico relativas aos três casos de estudo no ano de 2004, com a imposição do limite de capacidade de injeção. Como era de esperar, a curva de potência do parque com potência instalada de 24 MW apresenta uma mais rápida subida de produção devido à presença de mais uma turbina instalada relativamente ao caso de 22 MW, e mais duas turbinas relativamente ao caso de 20 MW.

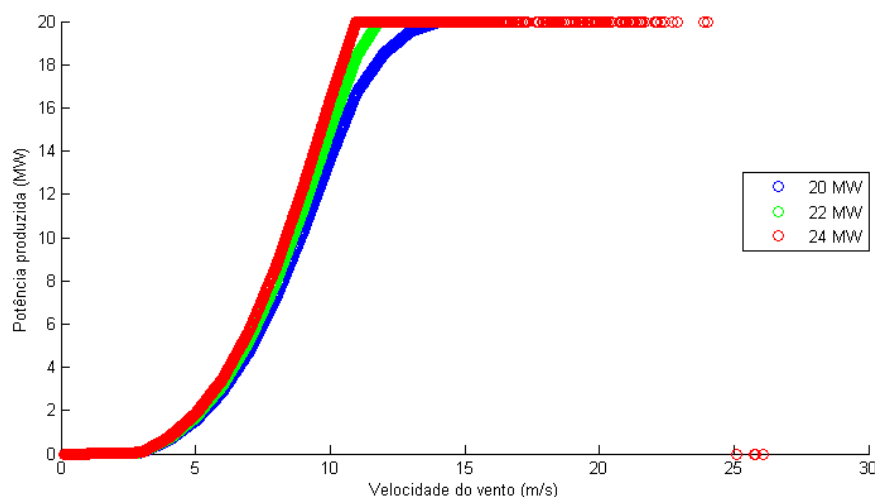


Figura 6.2: Curva de potência do Site 1 no ano de 2004, por potência instalada no parque eólico

Por sua vez, na Figura 6.3 é possível constatar que o parque opera durante grande parte do tempo a uma potência abaixo da capacidade máxima de injeção na rede. Tal facto tem como resultado um subaproveitamento da capacidade de injeção, porém, o sobreequipamento vem tirar proveito dos momentos de regimes de ventos médios ou baixos, aumentando a potência de operação e consequentemente a energia produzida pelo parque. É ainda de salientar que quanto mais elevado for o sobreequipamento, mais tempo o parque opera à máxima capacidade de injeção, o que tem como repercussão um subaproveitamento da energia contida no vento devido ao limite de injeção, que impossibilita a utilização da potência instalada no parque na sua totalidade.

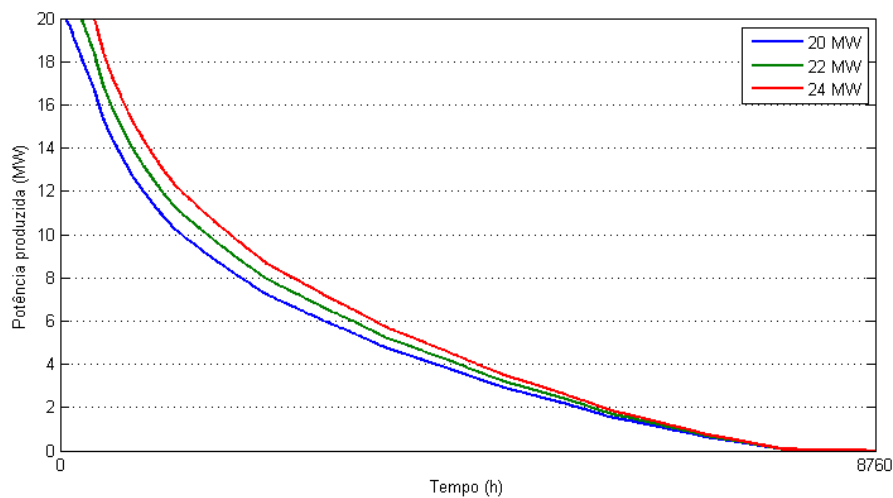


Figura 6.3: Curva de duração da produção anual de potência do Site 1 no ano de 2004, por potência instalada no parque eólico

A curva de potência e a curva de duração da produção anual dos restantes anos não serão apresentadas, pois assumem uma forma idêntica às das Figuras 6.2 e 6.3 respetivamente.

Analisando agora a Tabela 6.4 conclui-se que nos casos de sobreequipamento, o limite de injeção de potência na rede vem impor uma diminuição da energia elétrica total anual no ponto de entrega. A redução ou desperdício de energia consequente da limitação de injeção na rede é mostrada na Tabela 6.5, e representa a diferença entre os valores energéticos das Tabelas 6.3 e 6.4.

Tabela 6.4: Produção anual de energia elétrica nos diferentes casos de estudo do Site 1, com limites de injeção na rede

Ano	Energia Produzida (kWh)		
	20 MW	22 MW	24 MW
2004	43.171.629,66	47.190.801,27	50.935.503,60
2005	43.253.511,18	47.083.170,47	50.599.612,49
2006	46.245.378,79	50.321.234,38	54.045.874,26

O desperdício de energia devido ao limite de injeção ocorre quando o vento proporciona ao parque uma potência maior do que 20 MW. Facilmente se verifica que este desperdício é mais elevado quanto maior for o sobreequipamento do parque eólico. De fato, o maior desperdício de energia ocorreu no ano de 2006, com um sobreequipamento de 4 MW, o que pode ser justificado pelos ventos mais favoráveis neste ano relativamente ao ano de 2004 e 2005.

Tabela 6.5: Desperdício anual de energia elétrica nos casos de sobreequipamento do Site 1, com limites de injeção na rede

Ano	Desperdício de Energia (kWh)	
	22 MW	24 MW
2004	297.991,36	870.451,99
2005	495.691,82	1.304.600,93
2006	548.682,29	1.448.580,28

Na Tabela 6.6 pode-se verificar o fator de carga das várias hipóteses ponderadas. O fator de carga corresponde à razão entre a energia total produzida pelo parque eólico, dado pela Tabela 6.4, pela energia que poderia ter sido produzida por ele, se as turbinas eólicas operassem sempre à sua potência nominal ao longo do ano. Este coeficiente é dado em função do modelo de turbina utilizado no parque e dos dados do recurso eólico, e expressa o quão eficiente pode ser um parque eólico no aproveitamento da energia contida no vento. Daqui se retira que o parque eólico com 20 MW de potência instalada é o parque mais eficiente anualmente. É ainda de referir que o único fator que contribui para a diminuição do fator de carga dos parques sobreequipados é o limite de injeção da rede, pois têm uma potência instalada superior à que realmente podem operar.

Tabela 6.6: Fator de carga nos diferentes casos de estudo do Site 1, com limites de injeção na rede

Ano	Fator de carga (%)		
	20 MW	22 MW	24 MW
2004	24,64	24,48	24,22
2005	24,68	24,43	24,06
2006	26,39	26,11	25,70

6.3.2 Avaliação Económica Mensal

A avaliação económica tem como início o cálculo da remuneração paga pela entidade receptora da energia proveniente do parque. A remuneração é feita através de dois regimes distintos, em regime VRD_m e em regime de mercado. Tal facto ocorre devido ao limite na remuneração VRD_m imposto no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, de que o parque só pode ser remunerado neste regime até 33 GWh, por MW de capacidade de injeção na rede. A consideração desse limite foi já apresentada na Secção 5.3. Através da remuneração obtida ao longo de um número de anos, é possível calcular a renda a pagar ao município onde o parque se encontra instalado. Posteriormente serão apresentados os respectivos fluxos de caixa, custos de investimento e custos de operação e manutenção, para aplicação das metodologias de matemática financeira.

6.3.2.1 Cálculo da Remuneração em Regime VRD_m

Para o cálculo mensal da remuneração em regime VRD_m é necessário efetuar o cálculo das várias parcelas da Eq. 4.2. A obtenção destas parcelas encontra-se dependente do somatório de

energia fornecida mensalmente, expressa pela variável ECR_m . A Figura 6.4 mostra a evolução mensal de energia fornecida ao longo do ano de 2004, onde se constata que na época balnear existe uma menor energia fornecida devido às condições climáticas.

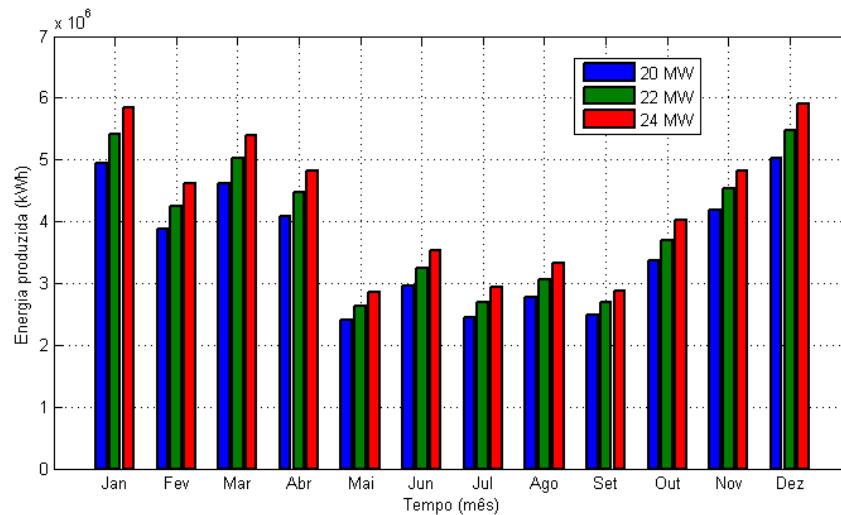


Figura 6.4: Energia total produzida mensalmente, ECR_m , no Site 1, no ano de 2004

Para a obtenção do coeficiente de modulação mensal da fórmula remuneratória, $KMHO_m$, é ainda necessário, para além de ECR_m , o cálculo mensal da energia fornecida em horas cheias e de ponta, dado por $ECR_{pc,m}$, assim como nas horas do vazio, dado por $ECR_{v,m}$. A evolução destas variáveis, ao longo do ano de 2004, pode ser observada nas Figuras 6.5 e 6.6 respetivamente. De notar que a soma destas variáveis reflete a energia total produzida num certo mês, ECR_m .

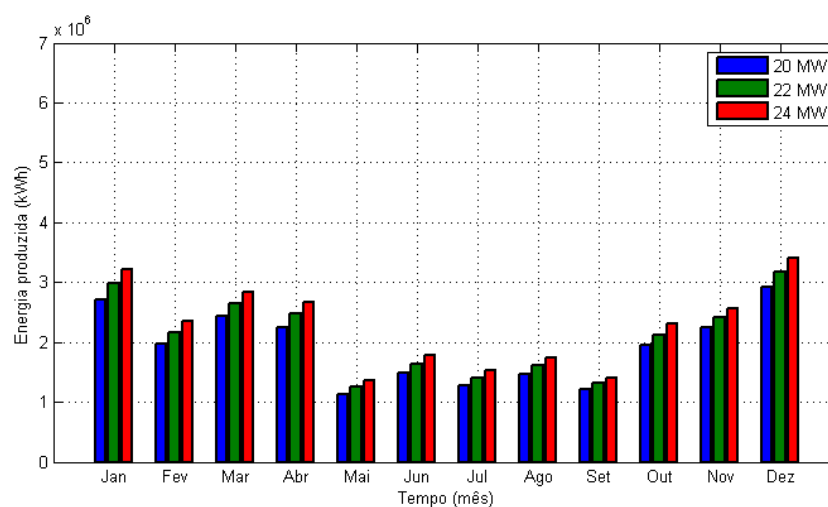


Figura 6.5: Energia total produzida mensalmente em horas cheias e de ponta, $ECR_{pc,m}$, no Site 1, no ano de 2004

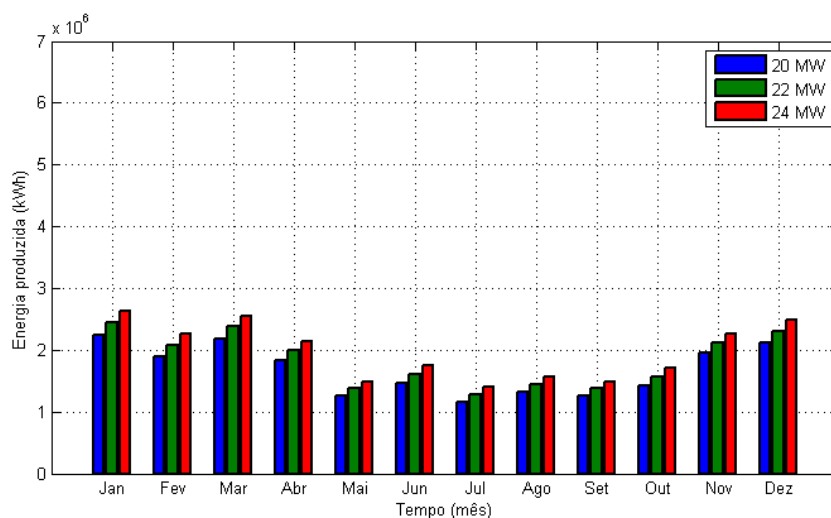


Figura 6.6: Energia total produzida mensalmente em horas do vazio, $ECR_{v,m}$, no Site 1, no ano de 2004

O coeficiente $KMHO_m$ é dado pela Eq. 4.3. Pode-se verificar nesta fórmula que a produção em horas cheias e de ponta, $ECR_{pc,m}$, é mais beneficiada do que a produção em horas do vazio, $ECR_{v,m}$, devido aos coeficientes que modulam estas variáveis. Estes coeficientes assumem os valores de 1,25 e 0,65 respetivamente, e são atribuídos pelo Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro. Apesar dos resultados obtidos na obtenção de $KMHO_m$, possíveis de consultar na Figura 6.7, este coeficiente não foi utilizado devido à possibilidade dada pelo diploma em vigor, de optar ou não por esta modulação tarifária. Isto significa que $KMHO_m$ passa a ter o valor mensal de 1 unidade em todos os anos, o que corresponde a uma melhor modulação para a remuneração a receber, do que a calculada para os anos de 2004, 2005 e 2006.

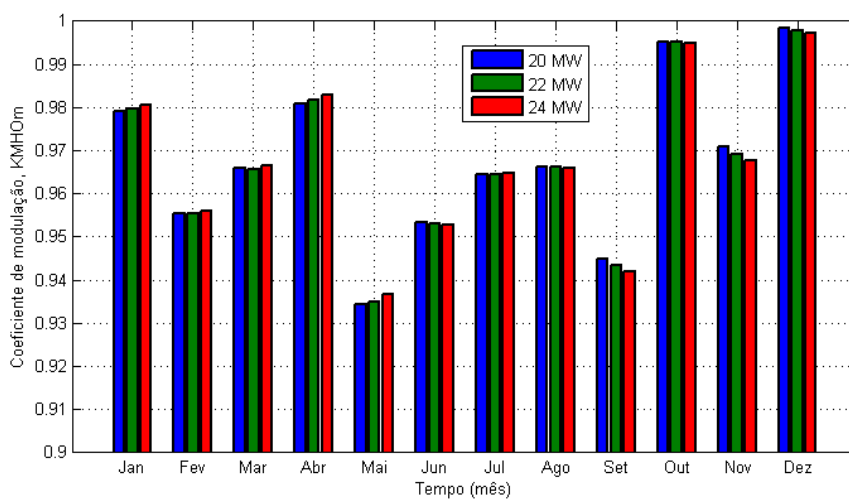


Figura 6.7: Coeficiente de modulação mensal, $KMHO_m$, no Site 1, no ano de 2004

O resultado de VRD_m é extremamente dependente de ECR_m , ou seja, da energia que o parque fornece ao longo do mês. Todas as parcelas mensais que necessitam de cálculo, nomeadamente a parcela fixa, $PF(VRD)_m$, dada pela Eq. 4.4, a parcela variável, $PV(VRD)_m$, dada pela Eq. 4.7, e a parcela ambiental, $PA(VRD)_m$, dada pela Eq. 4.8, dependem fortemente da energia fornecida mensalmente. O resultado do cálculo destas parcelas pode ser verificado nas Figuras 6.8, 6.9 e 6.10 respetivamente. Através da observação da evolução temporal destas variáveis ao longo do ano 2004, é possível verificar que seguem sempre a mesma tendência, definida por ECR_m .

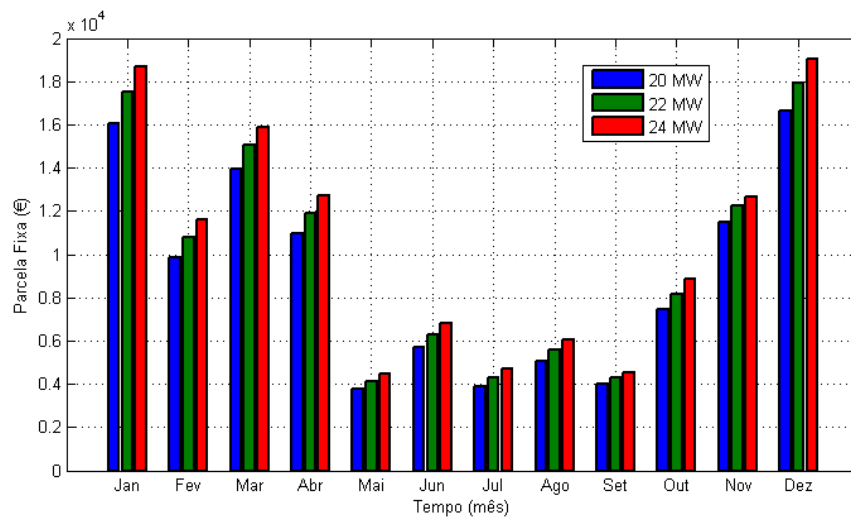


Figura 6.8: Parcela fixa mensal, $PF(VRD)_m$, no Site 1, no ano de 2004

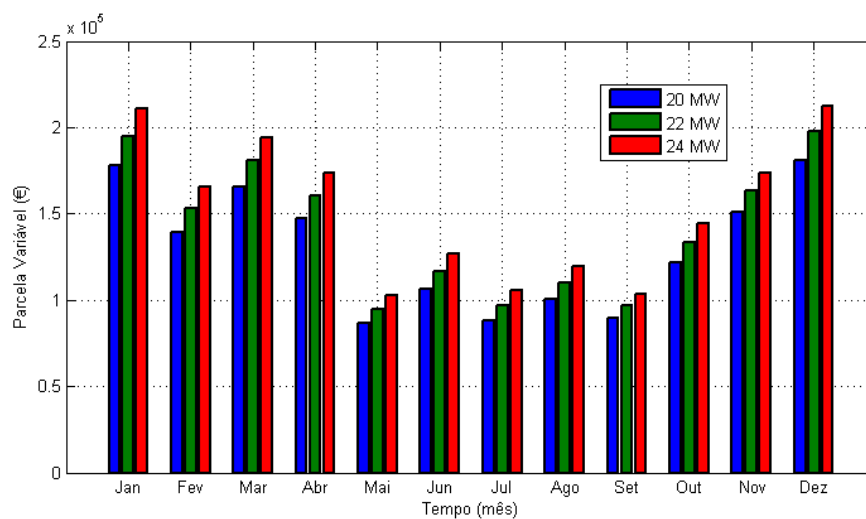


Figura 6.9: Parcela variável mensal, $PV(VRD)_m$, no Site 1, no ano de 2004

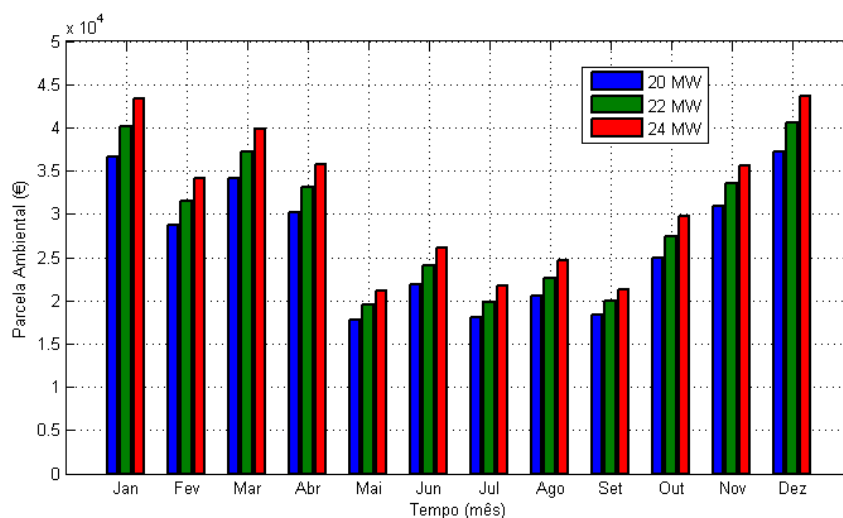


Figura 6.10: Parcela ambiental mensal, $PA(VRD)_m$, no Site 1, no ano de 2004

A parcela fixa é a que menos contribui, nos diferentes momentos, para a remuneração mensal do parque eólico, seguida da parcela ambiental, representando aproximadamente 9% e 20% respetivamente, do valor monetário da parcela variável. Obtidas as parcelas respetivas à remuneração em regime VRD_m , e com base nos dados do índice de preços no consumidor, disponibilizados na Secção 5.4 é então possível obter a remuneração mensal neste regime. De notar que o valor da variável IPC_{ref} diz respeito a Dezembro de 2003, tal como o valor inicial da variável IPC_{m-1} . Posteriormente foram atribuídos à variável IPC_{m-1} , os valores mensais respetivos às séries situadas entre 2004 e 2008, sujeitos a três repetições de modo a perfazer 15 anos. A Figura 6.11 apresenta o resultado dos proveitos obtidos ao longo do ano 2004, com o fornecimento de energia à rede.

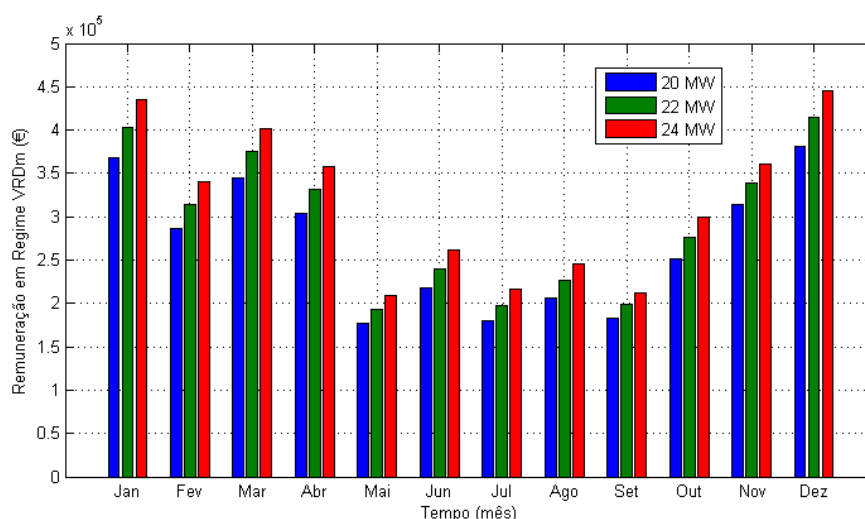


Figura 6.11: Remuneração mensal em regime VRD_m , sem modulação de $KMHO_m$, no Site 1, no ano de 2004

Por fim, na Figura 6.12 pode-se observar a renda de 2,5% do valor da remuneração mensal VRD_m , a pagar ao município onde o parque se encontra instalado.

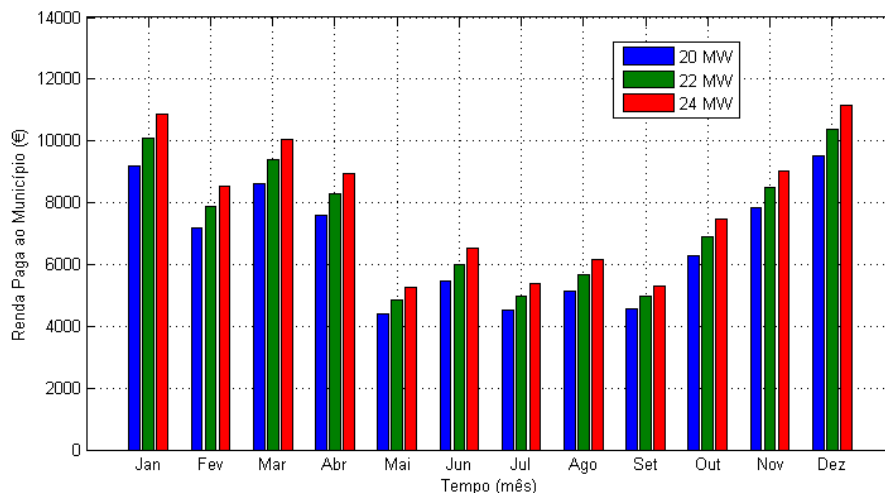


Figura 6.12: Renda mensal a pagar ao município em regime VRD_m , sem modulação de $KMHO_m$, no Site 1, no ano de 2004

6.3.2.2 Cálculo da Remuneração em Regime de Mercado

A remuneração em regime de mercado é ativada quando um dos limites do regime VRD_m é atingido. Como definido no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, o parque pode ser remunerado em regime VRD_m ao longo de apenas 15 anos. Porém, caso o limite de fornecimento de 33 GWh por MW de capacidade de injeção na rede elétrica seja alcançado, o regime de mercado entra em vigor, mesmo que a operação do parque ainda se encontre dentro do limite temporal. Basicamente, sendo a capacidade de injeção de 20 MW, obtém-se um limite quantitativo de fornecimento de 660 GWh. Pode-se ainda adicionar que um parque com uma potência instalada e um limite de injeção de 20 MW, teria de operar 33.000 horas ou aproximadamente 3 anos e 8 meses à sua potência nominal para atingir o limite energético da remuneração VRD_m .

Na presente análise verificou-se que para o caso do parque com potência instalada de 20 MW, a alteração no regime deu-se no ano 2018, tendo em conta que o início de operação foi em 2004. A alteração no parque com potência instalada de 22 MW deu-se no ano 2017, e no parque de 24 MW no ano de 2016. Para uma mais fácil visualização deste fato, é apresentada na Figura 6.13, a transição de regime VRD_m para regime de mercado, do parque sobreequipado com uma potência instalada de 24 MW. Os valores da venda de energia em mercado diário de cada série anual foram obtidos através da multiplicação dos preços de mercado médios mensais expostos na Secção 5.3, pela energia mensal fornecida ao longo dos anos.

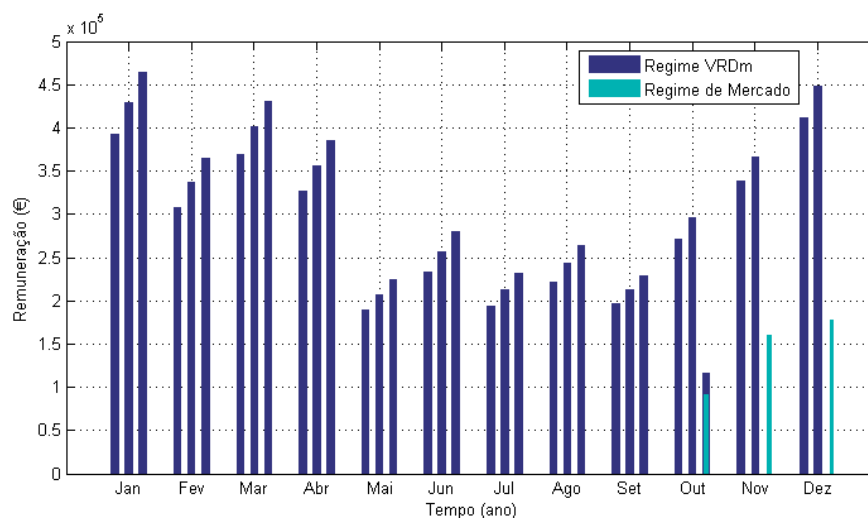


Figura 6.13: Remuneração mensal em regime VRD_m e de mercado, no Site 1, no ano de 2016, para 20, 22 e 24 MW respetivamente

Para o caso do parque com potência instalada de 24 MW, facilmente se percebe que é em Outubro de 2016 que o limite de 660 GWh é alcançado. Daqui, pode-se salientar que a remuneração em regime VRD_m é bastante mais aliciante do que a baixa remuneração em regime de mercado. Tal facto demonstra os incentivos dados pelo Estado na implantação deste tipo de centrais em detrimento das centrais convencionais. De notar que a série do ano apresentado diz respeito à primeira série anual original, ou ao ano de 2004, pelo que é possível ainda observar a influência do índice de preços no consumidor, nos valores da remuneração em regime VRD_m , através da comparação das Figuras 6.11 e 6.13.

6.3.3 Avaliação Económica Anual

Na aplicação das metodologias de matemática financeira, nomeadamente na obtenção do VAL e do TIR, é necessário definir o período de investimento, que normalmente se situa entre os 15 a 20 anos. Como tal, foram calculados em cada período de 10 minutos das séries anuais de dados do vento, a potência de operação e a energia fornecida para cada local. Posteriormente a energia teve de ser agrupada mensalmente, para o cálculo da remuneração em regime de VRD_m e de mercado, como mostrado ao longo do presente capítulo. No entanto, é necessária ainda uma aglomeração anual da remuneração nos dois regimes, assim como do pagamento anual a fazer ao município onde o parque se encontra instalado, por forma a possibilitar o cálculo dos fluxos de caixa necessários à obtenção do VAL e do TIR.

Nas Figuras 6.14 e 6.15 verificam-se os aglomerados anuais da remuneração em regime de VRD_m , assim como da renda de 2,5% de VRD_m a pagar ao município, respetivamente. Na Figura 6.14 constata-se que no ano 2016, a remuneração VRD_m com uma potência instalada de 24 MW, é inferior às remunerações dos outros dois casos, devido à entrada em vigor de regime de mercado nesse ano. Nos anos posteriores a remuneração VRD_m é nula, sendo o parque apenas remunerado

em regime de mercado. Tal fato pode ainda ser observado em relação à potência instalada de 22 MW, no ano de 2017. É ainda de salientar que a remuneração em regime VRD_m se encontra na ordem dos milhões de euros anuais e a renda a pagar ao município na ordem dos poucos milhares de euros anuais.

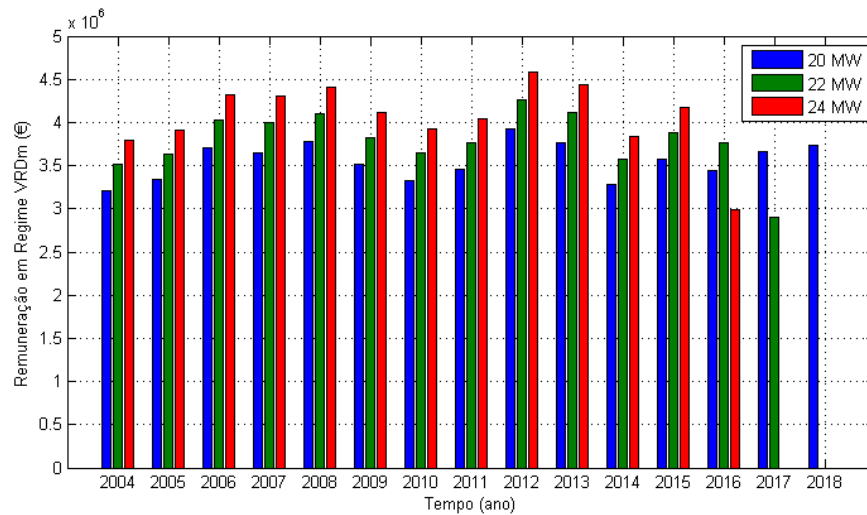


Figura 6.14: Remuneração anual em regime VRD_m , sem modulação de $KMHO_m$, no Site 1, entre 2004 e 2018

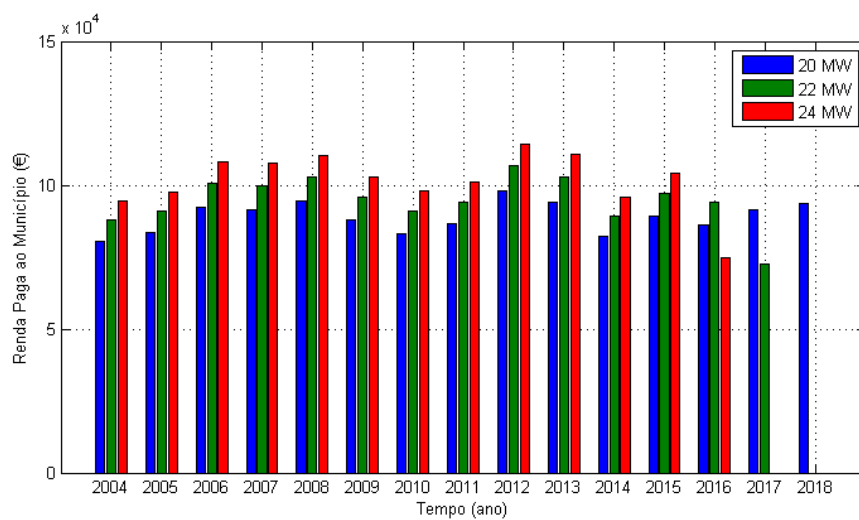


Figura 6.15: Renda anual a pagar ao município em regime VRD_m , sem modulação de $KMHO_m$, no Site 1, entre 2004 e 2018

Nas Figuras 6.16 e 6.17 verificam-se os aglomerados anuais da remuneração em regime de mercado, assim como da renda de 2,5% desse valor a pagar ao município, respetivamente. Daqui se reforça que o regime de mercado é bastante menos recompensador do que o regime VRD_m , que

por um lado até reduz o pagamento a efetuar ao município. No entanto, este valor não compensa de maneira nenhuma a diferença de proveitos entre regimes.

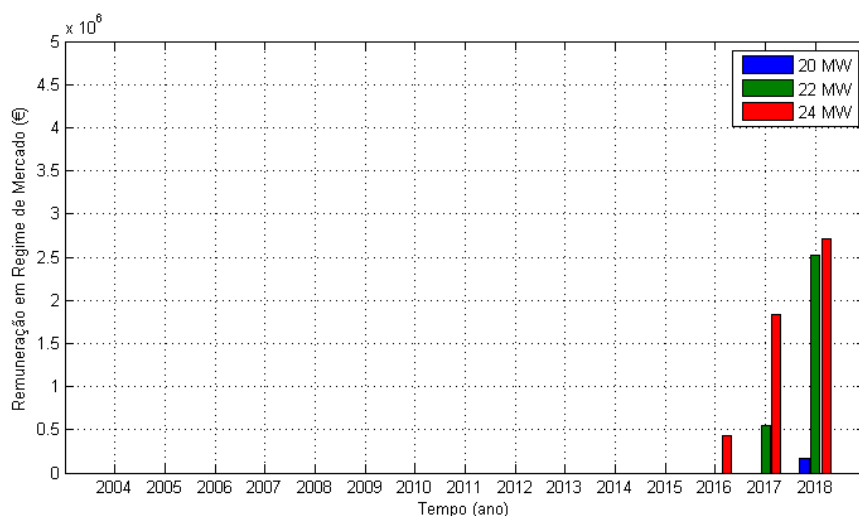


Figura 6.16: Remuneração anual em regime de mercado, no Site 1, entre 2004 e 2018

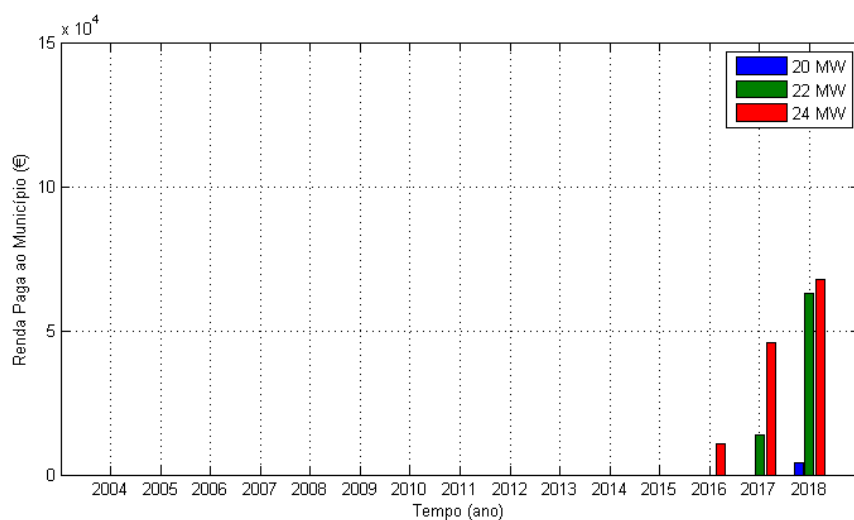


Figura 6.17: Renda anual a pagar ao município em regime de mercado, no Site 1, entre 2004 e 2018

Como conclusão, é mostrado nas Figuras 6.18 e 6.19, a remuneração total recebida pela operação do parque eólico, assim como a renda a pagar ao município, ao longo de 15 anos. No entanto, estes valores serão sujeitos a uma atualização do seu valor monetário para o mesmo ano de referência, tal como os custos de operação e manutenção. Posteriormente, através dos fluxos de caixa e dos custos de investimento, será possível calcular o VAL e o TIR do projeto e chegar à decisão final acerca da viabilidade da instalação.

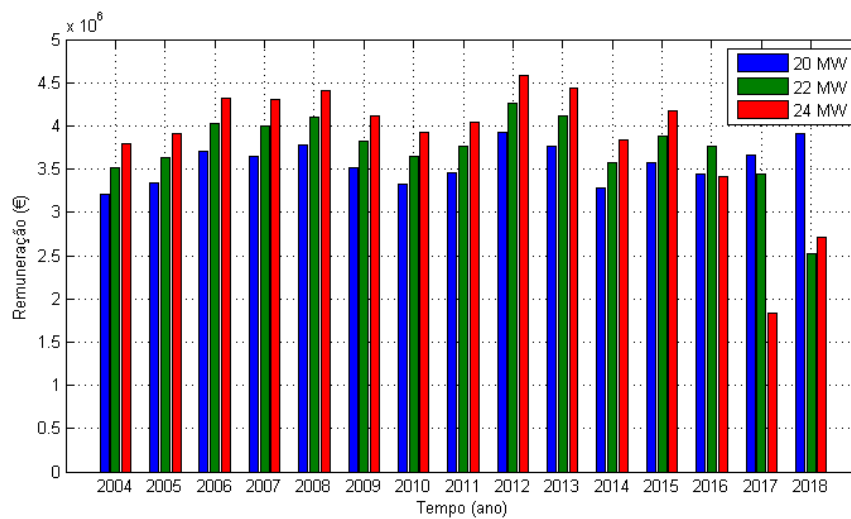


Figura 6.18: Remuneração anual total, no Site 1, entre 2004 e 2018

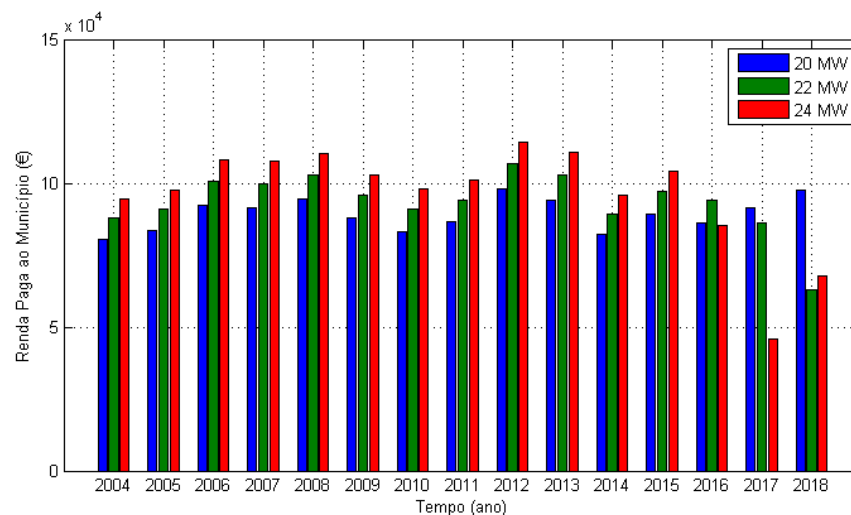


Figura 6.19: Renda anual total a pagar ao município, no Site 1, entre 2004 e 2018

6.3.4 Aplicação da Matemática Financeira

Nesta subsecção serão apresentados os resultados obtidos através da avaliação por matemática financeira. Esta análise foi feita com recurso aos métodos do VAL e do TIR. Para além dos valores monetários a englobar nas suas formulações, dadas pelas Eq. 4.9 e 4.10, é necessária também a definição do período de investimento t , assim como a taxa de atualização i . Como condições iniciais foi atribuído o valor de 15 anos ao período de investimento, e o valor de 8% à taxa de atualização. Contudo é ainda necessária a consideração dos custos de investimento e dos custos de operação e manutenção. Estes custos foram já apresentados nas Subsecções 4.3.1 e 4.3.2, e

tomam os valores de 1175 €/kW e 7,5 €/MWh respetivamente. Na expressão do VAL, dada pela Eq. 4.9, os custos de investimento dizem respeito ao fim do ano $t = 0$, sendo os custos de operação incluídos nos fluxos de caixa entre o ano $t = 1$ e $t = 15$. Por sua vez, o valor residual não foi considerado, visto que normalmente é utilizado para desmantelamento do parque no fim do seu ciclo de vida.

O custo de investimento do parque eólico é diretamente proporcional à sua potência instalada, pelo que se pode concluir que haverá três diferentes valores de investimento, para as potências de 20, 22 e 24 MW. Estes valores encontram-se visíveis na Tabela 6.7.

Tabela 6.7: Custo de Investimento do Site 1

Custo de Investimento (€)		
20 MW	22 MW	24 MW
23.500.000,00	25.850.000,00	28.200.000,00

Por sua vez, os custos mensais de operação e manutenção são diretamente proporcionais ao fornecimento mensal de energia elétrica à rede nacional. Na Figura 6.20 pode-se verificar o somatório anual dos custos mensais de operação e manutenção do Site 1, entre 2004 e 2018, nos vários casos de potência instalada. Daqui se realça que os custos de operação e manutenção se repetem de 3 em 3 anos, devido às repetições de fornecimento de energia inerentes aos dados de ventos disponibilizados.

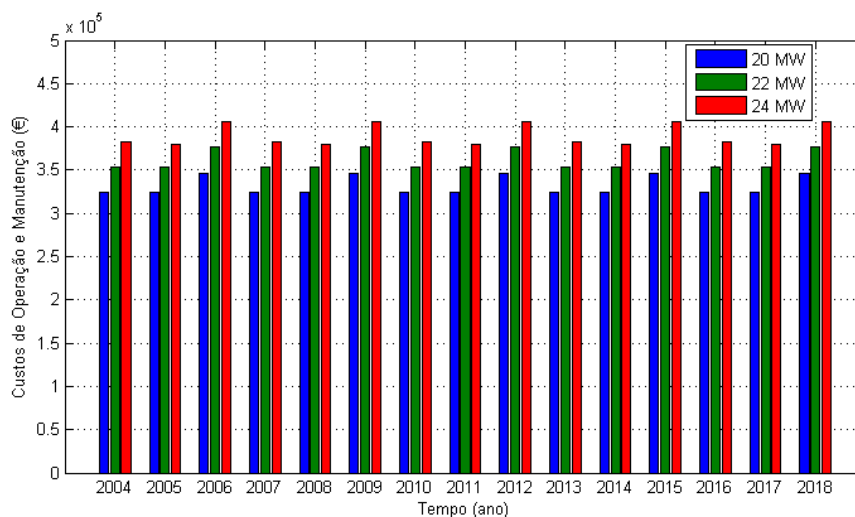


Figura 6.20: Custo de Operação e Manutenção do Site 1, entre 2004 e 2018

Após a obtenção das variáveis em falta, pode-se prosseguir com o cálculo dos fluxos de caixa, necessários ao cálculo do VAL. Os fluxos de caixa são compostos pela remuneração recebida pelo fornecimento de energia à rede, a renda a pagar ao município e os custos de operação e manutenção. Através da Figura 6.21 podem-se observar os resultados obtidos, de onde se conclui

que o valor monetário dos fluxos de caixa, como seria de esperar, decresce bastante ao longo dos anos.

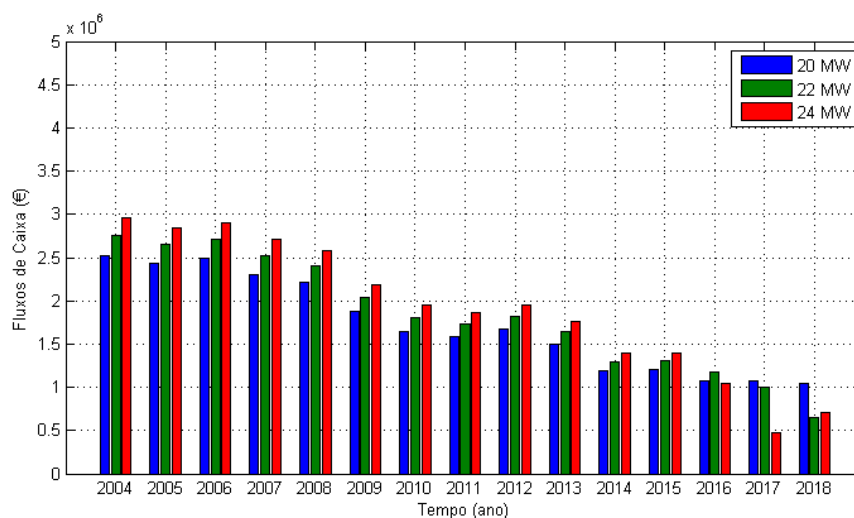


Figura 6.21: Fluxos de caixa do Site 1, entre 2004 e 2018

Posto isto pode-se calcular o VAL, através da Eq. 4.9, que é dado pela soma dos custos de investimento, com o somatório dos fluxos de caixa referentes aos 15 anos de cada caso de estudo. Através da consulta da Tabela 6.8, que expressa o resultado do VAL, é possível concluir que os todos os casos de estudo se apresentam economicamente viáveis.

Tabela 6.8: Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1

VAL (€)		
20 MW	22 MW	24 MW
3.252.541,86	2.586.816,86	1.534.245,03

A TIR vem na sequência ao VAL, onde se pretende descobrir a taxa na qual os benefícios remuneratórios cobrem o investimento efetuado na construção do parque eólico, assim como os outros custos já descritos. A TIR é dada pela Eq. 4.10 e é inicialmente calculada para o caso base do parque eólico com uma potência instalada de 20 MW. Caso o resultado obtido assuma relevância económica, a TIR é calculada para o caso posterior e assim sucessivamente. No entanto, é de salientar que o cálculo da TIR dos parques sobreequipados é baseado na diferença dos custos e proveitos entre o parque sobreequipado e o parque base de 20 MW, o que representa apenas a TIR do sobreequipamento.

No presente caso de estudo, o parque com uma potência instalada de 20 MW apresentou uma TIR de 10,17%, aproximadamente mais 2,17% relativamente à taxa de atualização inicial. No entanto, apesar dos valores apresentados se mostrarem promissores, o cálculo da TIR para a primeira parcela diferencial, representativa da diferença entre o parque sobreequipado de 22 MW

e o parque base de 20 MW, não foi possível, visto que nenhuma taxa de atualização igualava o VAL a zero. Por sua vez, é apresentado o VAL do sobreequipamento, dado na Tabela 6.9, onde se percebe que a sua instalação é economicamente inviável.

Tabela 6.9: Valor Atual Líquido, VAL, do sobreequipamento no Site 1

VAL (€)	
2 MW	4 MW
-665.725,01	-1.718.296,83

Daqui se conclui que a implantação dos três parques eólicos é economicamente viável, no entanto, no momento de optar pelo sobreequipamento do parque eólico base, verifica-se que a sua instalação é economicamente inviável, pelo que não se deverá optar por sobreequipar.

De seguida serão apresentados vários de estudos de sensibilidade com base no que foi descrito na presente secção. De notar que em cada estudo de sensibilidade apenas foi alterada uma variável, de modo a verificar a sua influência na viabilidade económica dos três casos.

6.4 Estudos de Sensibilidade do Site 1

Na presente secção pretende-se efetuar estudos de sensibilidade nas condições iniciais de cálculo do VAL e do TIR, porém, com uma ou outra variação nos valores de entrada, por forma a verificar a sua influência nos valores de saída obtidos. Foram feitos quatro estudos de sensibilidade, nomeadamente em relação ao fornecimento de energia sem limites de injeção e sem limitação do regime remuneratório VRD_m , assim como uma variação nos dados da velocidade do vento e nos custos de investimento. O estudo através destes dados foi efetuado por forma a perceber o impacto dos valores monetários mais grosseiros na viabilidade do projeto.

6.4.1 Fornecedor de Energia sem Limites de Injeção

Na Tabela 6.3 foi apresentada a energia total produzida no Site 1, sem limites de injeção de potência na rede, nas três séries de vento sujeitas a repetições. Como se observou, a energia fornecida neste caso apresentava valores mais elevados do que com a imposição dos limites de injeção, pelo que os proveitos económicos dados pela remuneração serão também serão mais acentuados. Facilmente se percebe que sem o limite de injeção os projetos ganharão alguma robustez económica.

Na Tabela 6.10 verifica-se que o VAL aumentou cerca de 7,58% e 31,31%, em relação aos valores inicialmente obtidos na Tabela 6.8, para os casos de potência instalada de 22 e 24 MW respetivamente. Logicamente que o VAL e a TIR do parque com uma potência instalada de 20 MW mantiveram o seu valor, pois neste caso a potência produzida nunca será superior ao limite de injeção de potência na rede.

Tabela 6.10: Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1, sem limites de injeção

VAL (€)		
20 MW	22 MW	24 MW
3.252.541,86	2.782.786,92	2.014.564,54

Apesar dos proveitos ganhos com o sobreequipamento aquando da retirada do limite de injeção de potência na rede, não foi possível obter uma taxa de atualização que igualasse o VAL do sobreequipamento a zero. Por sua vez, o VAL do sobreequipamento nas presentes condições é apresentado na Tabela 6.11.

Tabela 6.11: Valor Atual Líquido, VAL, do sobreequipamento no Site 1, sem limites de injeção

VAL (€)	
2 MW	4 MW
-469.754,94	-1.237.977,32

Conclui-se portanto que a implantação dos três parques eólicos é economicamente viável nas presentes condições. Porém, tal como acontece na Subsecção 6.3.4, aquando da avaliação económica do sobreequipamento, verifica-se que a sua instalação é inviável, pelo que não se deverá sobreequipar o parque eólico base de 20 MW.

6.4.2 Fornecimento de Energia sem Limites de Remuneração em Regime VRD_m

O parque eólico só é remunerado em regime VRD_m nos primeiros 33 GWh, por MW de capacidade de injeção da rede, fornecidos à rede de serviço público, o que equivale a uma entrega de 660 GWh. Apesar disso, é possível verificar a influência que este limite impõe no valor do VAL e da TIR, através da sua não consideração na metodologia implementada. É de salientar que quando alcançado este limite, o regime de remuneração é alterado para regime de mercado, onde se verificou que os proveitos obtidos reduzem bastante, pelo que a não consideração deste limite vem trazer robustez económica aos vários projetos, pois os parques nunca serão remunerados em regime de mercado.

A Tabela 6.12 mostra o resultado do VAL para os vários casos sem limite de remuneração em regime VRD_m , pelo que é possível concluir que os três casos se apresentam economicamente viáveis. Como seria de esperar, os três casos ganharam robustez económica quando comparadas com o caso inicial dado pela Tabela 6.8, pois o VAL aumentou em 1,22%, 29,15% e 108,11% para os parques com uma potência instalada de 20, 22 e 24 MW respetivamente. É ainda de notar que a retirada dos limites de remuneração em regime VRD_m provocou um aumento mais acentuado do VAL no caso dos parques eólico sobreequipados, pois estes eram os parques que atingiam o regime de mercado mais rapidamente.

Tabela 6.12: Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1, sem limites de remuneração em regime VRD_m

VAL (€)		
20 MW	22 MW	24 MW
3.292.309,63	3.340.968,53	3.192.976,46

A TIR do parque eólico de 20 MW apresenta o valor de 10,19%, sensivelmente mais 2,19% do que a taxa de atualização considerada no cálculo do VAL. O resultado da TIR mostra que o investimento base pode suportar taxas de atualização mais elevadas, de modo a conseguir retornar o capital aplicado. Na Tabela 6.13 é ainda observável a TIR do sobreequipamento de 2 e 4 MW, de onde se retira que a uma taxa de atualização de 8% o sobreequipamento de 2 MW é economicamente viável, no entanto, tal não acontece com o sobreequipamento de 4 MW.

Tabela 6.13: Taxa Interna de Rentabilidade, TIR, do sobreequipamento no Site 1, sem limites de remuneração em regime VRD_m

TIR (%)	
2 MW	4 MW
8,33	7,66

Através da retirada do limite remuneratório quantitativo de 660 GWh entregue à rede, verificou-se que o sobreequipamento de 2 MW ganhou viabilidade económica pela primeira vez.

6.4.3 Variação nos Dados de Vento

A variação empregue nas séries de dados da velocidade do vento foi de $\pm 20\%$. Antes da apresentação dos resultados do VAL e do TIR nestas condições é de salientar que o estudo do potencial eólico tem início na avaliação dos dados de vento de uma certa localização, pelo que estes dados assumem uma elevada importância aquando da avaliação económica de um parque eólico. A energia fornecida é fortemente baseada nestes dados, o que irá implicar uma variação na remuneração obtida, na renda a pagar ao município onde o parque se encontra situado e nos custos de operação e manutenção.

Assim sendo, é possível verificar na Tabela 6.14 o VAL dos parques com uma redução de 20% nos dados da velocidade do vento. Como seria de esperar, os projetos apresentam resultados incomportáveis, e como tal, economicamente inviáveis. A redução do VAL em comparação com os valores iniciais apresentados na Tabela 6.8 foi de -380,64%, de -490,28% e de -825,13%, para as diferentes potências instaladas, respetivamente.

Tabela 6.14: Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1, com uma redução dos dados de vento em 20%

VAL (€)		
20 MW	22 MW	24 MW
-9.127.774,33	-10.095.770,33	-11.125.293,15

Por sua vez, a TIR do projeto base apresenta valores impensáveis aquando do investimento de capital num projeto, pois nem mesmo com uma taxa de atualização de 1% é possível retornar o investimento efetuado. A TIR do parque com uma potência instalada de 20 MW é de 0,99%. Por sua vez, a TIR dos parques sobreequipados não foi considerada, pois os resultados obtidos no caso base não merecem estudo posterior.

Em relação ao aumento de 20% da velocidade do vento, é possível verificar na Tabela 6.15 o VAL respetivo aos vários casos de estudo, onde se observa um aumento do VAL em 292,90%, 268,56% e 650,59%, pela ordem de aumento da potência instalada, quando em comparação com a Tabela 6.8. Todos os casos se apresentam viáveis.

Tabela 6.15: Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1, com um aumento dos dados de vento em 20%

VAL (€)		
20 MW	22 MW	24 MW
12.779.377,07	12.120.774,23	11.515.860,96

Por sua vez, a TIR respetiva ao parque base apresenta o valor de 17,16%, o que constitui um valor elevado para as taxas de atualização praticadas no dia-a-dia. Tal fato pode ser justificado pelas velocidades de vento irreais verificadas com o aumento de 20%. A potência de operação do parque aumenta exponencialmente com a velocidade do vento, o que por sua vez irá originar uma grande elevação na remuneração obtida, que é fortemente baseada neste fator. A renda a pagar ao município e os custos de operação e manutenção também crescem com o aumento de potência, porém, os proveitos obtidos são bastante mais significativos.

Apesar da viabilidade económica presenciada nos três casos, não existe nenhuma taxa de atualização que iguale o VAL a zero nos casos de sobreequipamento, pelo que se considera que o sobreequipamento por si só é economicamente inviável. De modo a verificar este fator são apresentados na Tabela 6.16 os valores do VAL nos casos de sobreequipamento, que como se verifica, apresentam-se economicamente inviáveis.

Tabela 6.16: Valor Atual Líquido, VAL, do sobreequipamento no Site 1, com um aumento dos dados de vento em 20%

VAL (€)	
2 MW	4 MW
-658.602,84	-1.263.516,11

6.4.4 Variação no Custo de Investimento

Na Subsecção 6.3.4 o VAL e o TIR foram calculados com base em custos de investimento praticados em Portugal, respetivos ao ano de 2006, fixados em 1175 €/kW. No entanto, na Subsecção 4.3.1 foi ainda mencionado que o preço médio da instalação de um parque eólico nos EUA,

rondava o valor de 1447,9 €/kW no ano 2012, e na Dinamarca rondava o valor de 975 €/kW no ano 2006, pelo que se prosseguiu com o cálculo do VAL e do TIR com estes custos.

A Tabela 6.17 mostra o VAL com os custos de investimento praticados nos EUA. De notar o valor deste custo representa um aumento de aproximadamente 23,2% dos custos de investimento observados em Portugal. Como se observa, a instalação de um parque eólico que comporte os custos de instalação dos EUA, não é de modo nenhum economicamente viável. De fato, a inclusão destes custos têm uma redução de -167,81%, -232,09% e -426,89% nos valores do VAL calculados nas condições iniciais. Tal fato tem como consequência a inviabilidade económica dos parques eólicos.

Tabela 6.17: Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1, com custo de investimento praticado nos EUA no ano 2012

VAL (€)		
20 MW	22 MW	24 MW
-2.205.458,14	-3.416.983,14	-5.015.354,97

Por sua vez, a TIR do parque eólico com uma potência instalada de 20 MW apresenta o valor de 6,75%, pelo que se considera irrelevante prosseguir com o estudo da viabilidade do sobre-equipamento nestas condições.

A Tabela 6.18 mostra o VAL com os custos de investimento praticados na Dinamarca. O valor deste custo representa uma diminuição de aproximadamente 17,0% dos custos observados em Portugal. Daqui, é possível concluir que a instalação de um parque eólico na Dinamarca, nas presentes condições, é bastante mais benéfica em relação aos outros dois países. Em relação a Portugal, o VAL com os custos de investimento dinamarqueses apresentou um aumento de 122,98%, de 170,09% e de 312,86%, pela ordem de aumento da potência instalada nos parques.

Tabela 6.18: Valor Atual Líquido, VAL, do Site 1, com custo de investimento praticado na Dinamarca no ano 2006

VAL (€)		
20 MW	22 MW	24 MW
7.252.541,86	6.986.816,86	6.334.245,03

A TIR do parque eólico de 20 MW apresenta o valor de 13,58%, o que se revela um bom indicativo da viabilidade económica deste parque. No entanto, quando avaliada a TIR do sobre-equipamento de 2 MW nestas condições, verificou-se que o seu valor era de 2,30%, o que não justifica o investimento na nova turbina eólica.

Capítulo 7

Conclusões

Com a execução do presente trabalho pretendia-se efetuar a avaliação económica da implantação de um parque eólico, através de uma metodologia de maximização da energia produzida a entregar no ponto da rede elétrica destacado para o efeito. A ferramenta utilizada na maximização da produção de energia foi o sobreequipamento do parque eólico, no entanto, foi necessária a consideração do limite de injeção de potência na rede. Assim sendo, o presente capítulo visa expor as conclusões gerais retiradas aquando do estudo e da realização desta metodologia, tal como os desenvolvimentos futuros que poderão enveredar do trabalho efetuado.

7.1 Conclusões Finais

A energia eólica apresenta-se como uma fonte de energia renovável de produção de energia elétrica, através da absorção da energia cinética que o vento em si transporta. Facilmente se conclui que o combustível utilizado neste tipo de produção apresenta certas vantagens relativamente ao combustível utilizado em centros electroprodutores convencionais. O vento caracteriza-se por ser um recurso infindável e gratuito, cuja utilização permite ainda reduzir o choque provocado no meio ambiente com a queima de combustíveis fósseis. No entanto, uma das grandes desvantagens que o define é a sua variabilidade no tempo e espaço, fator este que necessita de ser estudado aquando do planeamento de um parque eólico.

De modo a alterar o agravado paradigma ambiental resultante da queima de combustíveis fósseis, os Estados dos diversos países, incluindo Portugal, decidiram adotar o Protocolo de Quioto. Tal fato levou o Governo nacional a implantar novas normas legislativas, de modo a dar suporte e incentivos às energias renováveis, e consequentemente à energia eólica. Presentemente, uma das ferramentas mais promissoras do sector eólico abrangida pela legislação em vigor, é o sobreequipamento de um parque eólico, porém, este encontra-se limitado pelo limite de capacidade de injeção imposto no ponto de receção da RESP.

O sobreequipamento de um parque eólico é uma ferramenta que visa tirar partido da variabilidade do vento. O Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, permite a instalação de novas turbinas eólicas num parque eólico até um limite de 20% da potência base instalada desse parque.

Dado que o vento raramente proporciona ao parque uma operação à sua potência instalada, as turbinas adicionais vêm trazer uma maior potência, assim como um melhor aproveitamento da sua capacidade de injeção. Todavia, quando nos encontramos perante regimes de ventos a grandes velocidades, a potência de operação do parque tem de ser restringida quando o limite de injeção for alcançado, o que constitui um subaproveitamento da potência do sobreequipamento.

Um projeto eólico em grande escala tem como início o estudo do potencial eólico do local de implantação do parque. Para tal é necessário o cálculo de uma estimativa da energia produzida pelo parque eólico, que é dado em função do modelo da turbina eólica a utilizar, e em função dos regimes de ventos verificados. Cada modelo de turbina eólica tem uma curva de potência característica, que estipula a quantidade de energia elétrica que será produzida na turbina, a uma determinada velocidade do vento. No entanto, por forma a aumentar ou diminuir o rendimento da turbina aquando da sua operação, são utilizadas várias metodologias de controlo de potência baseadas no ângulo de ataque das pás ao vento. Os métodos de controlo de potência visam o aumento do coeficiente de desempenho até ao momento em que a turbina se encontra a operar à sua velocidade nominal, ou potência nominal. A partir deste ponto, o coeficiente de desempenho será reduzido por forma a manter a potência de operação à potência nominal, até o travão ser acionado caso ocorram regimes de ventos excessivos à operação da turbina.

Partindo da produção de energia observada no parque eólico em estudo, deverá ser avaliada a viabilidade económica da construção do parque, através das ferramentas de matemática financeira próprias para o efeito. As ferramentas de avaliação económica normalmente utilizadas são o VAL, o TIR e o PRI. Porém, estes métodos não podem ser aplicados sem recurso à recolha dos proveitos financeiros provenientes da entrega de energia elétrica à rede, e à recolha dos custos contraídos inerentes à implantação e operação do parque eólico.

Em Portugal, os proveitos financeiros ao longo do ciclo de vida de um parque eólico são dados por dois regimes remuneratórios distintos, como se encontra definido no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro. Inicialmente a remuneração é dada em regime VRD_m , o que constitui um incentivo do Estado nacional para a aposta nas energias renováveis. Porém este é um incentivo que se encontra limitado, pois a remuneração é alterada para regime de mercado, quando atingido o limite quantitativo de 660 GWh de energia remunerada em regime VRD_m , ou quando alcançado o limite temporal de 15 anos de operação neste regime. A mudança de regime constitui uma redução na remuneração mensal da central, na medida em que em regime de mercado a energia é comprada a um valor mais baixo.

Em relação ao regime de VRD_m é de salientar que o seu cálculo é obtido através de várias parcelas definidas no diploma em vigor, nomeadamente a parcela fixa, a parcela variável e a parcela ambiental. Estas parcelas são moduladas por um coeficiente que traduz o posto horário em que a energia elétrica tenha sido fornecida, pela variação do índice de preços no consumidor, e por um parâmetro que representa as perdas na rede elétrica evitadas pela central renovável. A parcela ambiental é ainda modulada por um coeficiente que traduz as características do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada. Ao longo da execução do trabalho foi notória a dependência que a remuneração apresentava em relação à energia mensal produzida no parque.

O custo de investimento provém da necessidade de pagar o parque assim como todos os seus constituintes. A sua maior porção é dada pelo valor das turbinas eólicas a instalar, pelo que normalmente este custo é expresso em €/kW. Para obtenção do seu valor monetário é necessária a sua multiplicação pela potência instalada no parque. O custo de operação e manutenção surge da necessidade de manter a boa operação dos constituintes do parque, que se vão desgastando ao longo do seu ciclo de vida. É um custo mensal e é normalmente expresso em €/kWh, o que significa que é dado em função da energia anual produzida no parque eólico. O último custo considerado encontra-se descrito no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, e tem como base o pagamento de uma renda mensal de 2,5% da remuneração recebida pela entrega de energia à rede, ao município onde o parque eólico se encontra instalado. É um custo que, à semelhança da remuneração e do custo de operação e manutenção, varia com a energia entregue à rede elétrica.

Por fim, é possível aplicar o método do VAL mediante a atribuição duma taxa de atualização aos custos e proveitos obtidos, assim como a definição do período de investimento do projeto. Caso o VAL seja positivo o projeto é economicamente viável, caso o VAL seja negativo o projeto é economicamente inviável, e caso o VAL seja nulo, o projeto permite retornar os custos em si contraídos. Por sua vez, a TIR tem como objetivo o cálculo de uma taxa de atualização que iguale o VAL a zero. Tal fato significa que o resultado obtido no cálculo da TIR diz respeito à taxa de atualização que permite retornar apenas o valor dos custos contraídos com o projeto, não obtendo assim nenhum proveito financeiro. É ainda de salientar que aquando da utilização destes métodos, é necessário ter em atenção o contexto em que são aplicados, pois podem levar a conclusões indesejadas, o que pode trazer repercussões bastante graves num investimento a efetuar.

7.2 Desenvolvimentos Futuros

O sobreequipamento de um parque eólico é uma ferramenta relativamente recente, que começou a ser promovida em Portugal no ano de 2007, através do Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio. Assim sendo, considera-se que esta é uma ferramenta com uma boa margem de progressão, pelo que deve ser alvo de análise segundo vários fatores. De seguida, é apresentada uma lista sugestiva de trabalhos futuros a enveredar da metodologia implementada.

- A implementação de uma nova metodologia, ou a atualização do presente método, de modo a considerar a direção do vento aquando da maximização da energia produzida pela central eólica;
- A implementação de uma nova metodologia, ou a atualização do presente método, por forma a englobar o estudo do local de implantação de cada turbina eólica, tendo em conta o risco de desperdício por perdas consequentes do efeito de esteira, da topografia e dos obstáculos;
- A consideração do controlo de potência da turbina eólica em condições realistas. No presente caso foi utilizado um controlo de potência ideal, pelo que a curva de potência produzida por cada turbina é idêntica à sua curva de potência característica, o que na prática não se observa;

- A implementação de metodologias de previsão do índice de preços no consumidor e dos preços de mercado;
- O desenvolvimento de uma nova metodologia, ou a atualização do presente método, para que englobe o novo diploma legislativo, nomeadamente o Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de Junho, em consonância com as outras leis em vigor;
- O desenvolvimento de uma nova metodologia, ou a atualização do presente método, para que englobe pequenos pormenores legislativos, que se podem tornar bastante morosos de implementar computacionalmente. A título de exemplo, é permitido no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, a extensão da remuneração em regime VRD_m até ao limite máximo de 44 GWh entregues à rede por MW de potência instalada, desde que tal se traduza na partilha dos benefícios obtidos pelo centro eólico com o SEN;
- A consideração do PRI no estudo da viabilidade económica do parque eólico. No presente trabalho a análise foi feita com recurso ao VAL e ao TIR;
- A realização de mais estudos de sensibilidade tendo em conta variáveis não utilizadas, como por exemplo, a utilização de outro modelo de turbina eólica, ou uma variação nos custos de operação e manutenção.

Referências

- [1] "Energias Renováveis: Metas". *apren.pt*. APREN, Associação de Energias Renováveis, n. d. Web. 1 Jul. 2014. <http://apren.pt/gca/?id=370>.
- [2] Comissão Europeia, Direção-Geral de Comunicação. "Compreender as Políticas da União Europeia: Ação Climática". *europa.eu*. União Europeia, Jul. 2013. Web. 1 Jul. 2014. http://europa.eu/pol/pdf/flipbook/pt/climate_action_pt.pdf.
- [3] Comissão Europeia, Direção-Geral de Comunicação. "Compreender as Políticas da União Europeia: Energia". *europa.eu*. União Europeia, Jul. 2012. Web. 1 Jul. 2014. http://europa.eu/pol/ener/flipbook/pt/files/energy_pt.pdf.
- [4] "Energia Eólica". *dgeg.pt*. DGEG, Direção Geral de Energia e Geologia, n. d. Web. 1 Jul. 2014. <http://www.dgeg.pt/?cn=636364427558AAAAAAAAAAAAA>.
- [5] Alves, Filipa. "As Energias Renováveis em Portugal – Ponto da Situação". *naturlink.sapo.pt*. N. p., 25 May 2009. Web. 1 Jul. 2014. <http://naturlink.sapo.pt/Natureza-e-Ambiente/Energia/content/As-Energias-Renovaveis-em-Portugal-Ponto-da-situacao>.
- [6] Comité Executivo da Comissão para as Alterações Climáticas. "Avaliação do cumprimento do Protocolo de Quioto". *cumprirquioto.pt*. Agência Portuguesa do Ambiente, May 2012. Web. 1 Jul. 2014. <http://cumprirquioto.pt/documents/Download.action?downloadFile=&document.id=20>.
- [7] "Estratégia Europa 2020". *sec-geral.mec.pt*. Secretaria-Geral do Ministério da Educação e da Ciência, n. d. Web. 1 Jul. 2014. <http://www.sec-geral.mec.pt/index.php/educacao-e-ciencia-em-portugal/cooperacao-e-relacoes-internacionais/uniao-europeia/estrategia-europa-2020>.
- [8] "The 2020 Climate and Energy Package". *sec-geral.mec.pt*. Secretaria-Geral do Ministério da Educação e da Ciência, 26 Jun. 2014 Web. 1 Jul. 2014. http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm.
- [9] Michael Pidwirny and Sjaak Slanina. "Wind". *eoearth.org*. The Encyclopedia of Earth, 30 Abr. 2013. Web. 1 Jul. 2014. <http://www.eoearth.org/view/article/51cbef487896bb431f69d552/>.
- [10] National Weather Service JetStream: Online School for Weather. "Origin of Wind". *srh.noaa.gov/jetstream*. National Weather Service, 5 Jan. 2010. Web. 1 Jul. 2014. <http://www.srh.noaa.gov/srh/jetstream/synoptic/wind.htm>.

- [11] Joe Yoon. "Wind and Earth Rotation". *aerospaceweb.org*. Aerospaceweb, 30 Mar. 2003. Web. 18 Jul. 2014. <http://www.aerospaceweb.org/question/atmosphere/q0117.shtml>.
- [12] H.-J. Wagner e J. Mathur. *Introduction to Wind Energy Systems*. Green Energy and Technology. Springer, 2ª edição, 2013. doi:10.1007/978-3-642-32976-0_2.
- [13] Enciclopédia IPMA.PT. "Brisa de Mar". *ipma.pt*. IPMA, Instituto Português do Mar e da Atmosfera, n. d. Web. 1 Jul. 2014. <http://www.ipma.pt/pt/enciclopedia/otempo/previsao.numerica/index.html?page=aladin.brisa.mar.xml>.
- [14] "Storms Review". *auburnschools.org*. Auburn City Schools, n. d. Web. 18 Jul. 2014. <http://www.auburnschools.org/drake/aklecompte/Storms%20Review.htm>.
- [15] Enciclopédia IPMA.PT. "Brisa de Montanha". *ipma.pt*. IPMA, Instituto Português do Mar e da Atmosfera, n. d. Web. 1 Jul. 2014. <http://www.ipma.pt/pt/enciclopedia/otempo/previsao.numerica/index.html?page=aladin.brisa.mar.xml>.
- [16] "North Carolina's Weather and Climate: Regional and Seasonal Summaries". *unc.edu*. The University of North Carolina at Chapel Hill, n. d. Web. n. d. <http://www.unc.edu/courses/2008ss2/geog/111/001/NCSynthesis/NCSynthesis.htm>.
- [17] J. G. McGowan J. F. Manwell e A. L. Rogers. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. Wiley, 2ª edição, 2009.
- [18] Polinder H., Bang D., van Rooij R. P. J. O. M., McDonald A. S. and Mueller M. A. (2007). 10 MW Wind Turbine Direct-Drive Generator Design with Pitch or Active Speed Stall Control. *2007 IEEE International Electric Machines & Drives Conference*, 1390–1395. doi: 10.1109/IEMDC.2007.383632.
- [19] Kidwind Quick Lesson: Math. "Coefficient of Power and Betz Limit". *learn.kidwind.org/teach*. Kid Wind Project, n. d. Web. 2 Jul. 2014. http://learn.kidwind.org/sites/default/files/betz_limit2.pdf.
- [20] Mariane M. Teixeira. "Energia Cinética". *munodoeducacao.com*. Mundo Educação, n. d. Web. 2 Jul. 2014. <http://www.munodoeducacao.com/fisica/energia-cinetica.htm>.
- [21] Gary L. Johnson. *Wind Energy Systems*. Manhattan, KS. Electronic Edition, 2001.
- [22] "Wind Energy Technology". *learn.kidwind.org*. Kid Wind Project, n. d. Web. 18 Jul. 2014. http://learn.kidwind.org/learn/wind_basics_technology.
- [23] Mathew Sathyajith. *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. Springer, 2006.
- [24] "Power in the Wind". *learn.kidwind.org*. Kid Wind Project, n. d. Web. 18 Jul. 2014. http://learn.kidwind.org/learn/wind_basics_power.
- [25] "Wind Turbine Power Output Variation with Steady Wind Speed". *wind-power-program.com*. Wind Power Program, n. d. Web. 5 Jul. 2014. http://www.wind-power-program.com/turbine_characteristics.htm.

- [26] Schlechtingen M., Santos I. F. and Achiche S. (2013). Using Data-Mining Approaches for Wind Turbine Power Curve Monitoring: A Comparative Study. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 671–679. doi: 10.1109/TSTE.2013.2241797.
- [27] Yang Y., Li G., Zhang Z., Yang C. and Wang J. (2011). Ultimate Capacity Calculation of Large Scale Wind Farms Incorporated in Power Grids. *2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 688–692. doi: 10.1109/DRPT.2011.5993980.
- [28] Zhao M., Chen Z., Blaabjerg F. (2005). Probabilistic Capacity of a Grid Connected Wind Farm. *31st Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, 2005. IECON 2005.*, doi: 10.1109/IECON.2005.1569002.
- [29] Rui M. G. Castro. Introdução à Energia Eólica. Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico, Janeiro 2003.
- [30] N. Jenkins T. Burton, D. Sharpe e E. Bossanyi. *Wind Energy Handbook*. Wiley. Illustrated, Reprint Edition, 2001.
- [31] "History of Wind Energy". *energy.gov/eere*. Energy.gov, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, n. d. Web. 10 Jul. 2014. <http://energy.gov/eere/wind/history-wind-energy>.
- [32] CIA, The World Factbook. "Installed Generating Capacity". *cia.gov*. CIA, Centre Intelligence Agency, n. d. Web. 11 Jul. 2014. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2236rank.html>.
- [33] Europa, Summaries of EU Legislation. "Tackling Climate Change". *europa.eu*. UE, União Europeia, 4 Apr. 2011. Web. 11 Jul. 2014. http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/l28060_en.htm.
- [34] REN21. 2014. *Renewables 2014 Global Status Report*. REN21 Secretariat, Paris.
- [35] GWEC, Global Wind Energy Council. 2014. *Global Wind Report: Annual Market Update 2013*.
- [36] REN, Redes Energéticas Nacionais. 2014. *Dados Técnicos/Technical Data 2013*.
- [37] ECO EDP. "Protocolo de Quioto". *eco.edp.pt*. EDP, Energias de Portugal, n. d. Web. 11 Jul. 2014. <http://www.eco.edp.pt/pt/particulares/conhecer/o-que-e-a-eficiencia-energetica/protocolo-de-quioto>.
- [38] "Estado de Cumprimento do Protocolo de Quioto". *cumprirquioto.pt*. Comissão para as Alterações Climáticas, n. d. Web. 11 Jul. 2014. <http://www.cumprirquioto.pt/quioto/List.action>.
- [39] REN, Redes Energéticas Nacionais. 2013. *Dados Técnicos/Technical Data 2012*.
- [40] DGEG, Direção Geral de Energia e Geologia. 2013. *Renováveis, Estatísticas Rápidas Dezembro 2013*.
- [41] REN, Redes Energéticas Nacionais. 2013. *A Energia Eólica em Portugal 2012*.
- [42] e2p, Energias Endógenas de Portugal. 2013. *Parques Eólicos em Portugal, Dezembro 2013*. INEGI & APREN.

- [43] Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio.
- [44] Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho. Ministério da Indústria e Energia.
- [45] Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de Novembro. Ministério da Indústria e Energia.
- [46] Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio. Ministério da Economia.
- [47] Diretiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro.
- [48] Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro. Ministério da Economia.
- [49] Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro. Ministérios da Economia e do Ambiente e do Ordenamento do Território.
- [50] Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro. Ministério das Actividades Económicas e do Trabalho.
- [51] Documento de Retificação n.º 29/2005, de 11 de Abril.
- [52] Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio. Ministério da Economia e da Inovação.
- [53] Documento de Retificação n.º 71/2007, de 13 de Julho.
- [54] Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de Maio.
- [55] Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro. Ministério da Economia e do Emprego.
- [56] Diretiva n.º 9/2013, de 26 de Junho. ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- [57] Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de Junho. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.
- [58] Strix+, Ambiente e Energias Renováveis. 2005. *Parque Eólico do Barão de São João, Estudo de Impacte Ambiental*. RNT, Vol. 1. 21 Mar. 2005. Web. 25 Jul. 2014. http://aia.apambiente.pt/IPAMB_DPP/docs/RNT1343.pdf.
- [59] "European Best Practice Guidelines for Wind Energy Development". *ec.europa.eu*. CE, Comissão Europeia, n. d. Web. 30 Jul. 2014. http://ec.europa.eu/energy/res/sectors/doc/wind_energy/best_practice.pdf.
- [60] Vestas. *Key Aspects in Developing a Wind Power Project*. n. d. Web. 30 Jul. 2014. <https://www1.eere.energy.gov/tribalenergy/guide/pdfs/developingwindpower.pdf>.
- [61] AWEA, American Wind Energy Association. 2009. *10 Steps to Developing a Wind Farm*. Mar. 2009.
- [62] "Wind Energy Systems and Wind Farms". *greenrhinoenergy.com*. Green Rhyno Energy, 25 Jul. 2014. Web. 18 Jul. 2014. http://www.greenrhinoenergy.com/renewable/wind/wind_systems.php.
- [63] Kimberly E. Diamond & Ellen J. Crivella. (2011). Wind Turbine Wakes, Wake Effect Impacts, and Wind Leases: Using Solar Access Laws as the Model for Capitalizing on Wind Rights During the Evolution of Wind Policy Standards. *22 Duke Environmental Law & Policy Forum*, 195-244.

- [64] M. Ragheb. 2014. *Orography and Wind Turbine Siting*. 13 Mar. 2014.
- [65] Peças Lopes, J. A. (2007/2008). *Impacto da integração da geração eólica nas redes elétricas (Redes de Distribuição e de Transporte)*. Apontamentos da cadeira de EESO - FEUP.
- [66] EWEA, European Wind Energy Association. 2009. *The Economics of Wind Energy*. March 2009.
- [67] Wiser, R. H., Bolinger, M. 2012 *Wind Technologies Market Report*. U.S. Departmente of Energy, Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013.
- [68] Miranda, Vladimiro (2006). *Tópicos de Matemática Financeira - para Aplicação em Gestão de Energia*. Apontamentos da cadeira de GENE - FEUP.
- [69] "Eastern Wind Integration and Transmission Study (EWITS)". *nrel.gov*. Golden (CO): National Renewable Energy Laboratory, n. d. Web. n. d. <http://www.nrel.gov/wind/systemsintegration/ewits.html>.
- [70] Portaria n.º 243/2013, de 2 de Agosto. Ministério da Economia e do Emprego.
- [71] "Hora Legal em Portugal Continental". *oal.ul.pt*. OAL, Observatório Astronómico de Lisboa, n. d. Web. 30 Jul. 2014. <http://oal.ul.pt/documentos/hora-legal-desde-1911.pdf>.
- [72] "Informação Mensal do MIBEL". *erse.pt*. Conselho de Reguladores do MIBEL. 9 May 2014. Web. 30 Jul. 2014. www.erse.pt/pt/mibel/relatoriosmensais/2014/Paginas/2014.aspx.
- [73] "Capítulo 12, Índice de Preços no Consumidor". *estatistica.azores.gov.pt*. SREA, Serviço Regional de Estatística dos Açores, n. d. Web. 30 Jul. 2014. <http://estatistica.azores.gov.pt/upl/%7Be2ad2d2f-2122-4015-8dcd-ee450d5ea189%7D.pdf>.